

UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Escola Politécnica Superior de Ferrol

TRABAJO FIN DE GRADO



**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

Título:

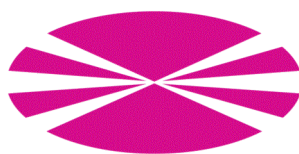
**APROVECHAMIENTO EÓLICO PARA
PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN UNA
INSTALACIÓN OFFSHORE**

Autora:

SORAYA ATILANO BREA

Fecha:

JUNIO 2015



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

Escola Politécnica Superior de Ferrol

TRABAJO FIN DE GRADO



**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

Título:

**APROVECHAMIENTO EÓLICO PARA PRODUCCIÓN
DE ELECTRICIDAD EN UNA INSTALACIÓN
OFFSHORE**

Autora:

SORAYA ATILANO BREA

Tutor:

MANUEL LARA COIRA

Fecha:

JUNIO 2015



ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1 – MEMORIA Y ANEXOS

MEMORIA

ANEXO I – ESTUDIO DE LA UBICACIÓN

ANEXO II – ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

ANEXO III – CÁLCULOS ELÉCTRICOS

ANEXO IV – CATÁLOGOS

DOCUMENTO 2 – PLANOS

DOCUMENTO 3 – PRESUPUESTO

DOCUMENTO 4 - ESTUDIO DE VIABILIDAD

DOCUMENTO 5 - CONCLUSIONES

DOCUMENTO 1

Memoria y anexos

ÍNDICE MEMORIA

1.	OBJETO DEL TRABAJO	1
2.	AUTOR, PETICIONARIO Y PROMOTOR	1
3.	ANTECEDENTES	1
3.1.	Energías renovables	2
3.2.	Energía eólica offshore.....	4
3.2.1.	Ventajas y desventajas	7
3.2.2.	Situación actual en el mundo y en España.....	8
4.	LEGISLACIÓN APLICABLE	12
5.	DISEÑO DEL PARQUE.....	14
5.1.	Emplazamiento.....	14
5.2.	El aerogenerador.....	14
5.2.1.	Funcionamiento de un aerogenerador	15
5.2.2.	Componentes básicos de un aerogenerador marino.....	17
5.2.2.1.	Góndola	17
5.2.2.2.	Rotor	20
5.2.2.3.	Torre	20
5.2.2.4.	Protección contra la corrosión	21
5.2.2.5.	Piezas de transición	21
5.2.3.	Características especiales en medio marino	22
5.2.4.	Elección del aerogenerador	22
5.3.	Evaluación del recurso eólico.....	27
5.3.1.	Disposición de los aerogeneradores	28
5.4.	Tipo de plataforma y cimentación	30
5.4.1.	Estructuras fijas	32
5.4.2.	Estructuras flotantes	34
5.4.3.	Costes de las plataformas	35
5.4.4.	Instalación de la plataforma y el aerogenerador	36
5.5.	Cableado y subestación.....	40
5.5.1.	Centros de transformación en los aerogeneradores	43
5.5.2.	Cableado de interconexión de turbinas de 30 kV	43
5.5.3.	Subestación offshore.....	45
5.5.4.	Cableado de conexión entre la subestación offshore y tierra	47
5.5.5.	Cableado de conexión hasta la subestación en tierra.....	47



5.5.6.	Pérdidas de potencia y caídas de tensión	47
6.	AHORRO ENERGÉTICO Y CONTAMINACION EVITADA.....	48
7.	RESUMEN DEL PRESUPUESTO	48
8.	ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL Y DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS.....	49
9.	PLAZO DE EJECUCIÓN Y GARANTÍA	49
10.	DOCUMENTOS QUE INTEGRAN ESTE TRABAJO	50
11.	CONCLUSIONES	50

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Consumo energético mundial 1990-2040. Fuente: EIA.....	2
Ilustración 2. Consumo de energía primaria en España en 2014. Contribución por fuentes energéticas. Fuente: MINETUR	3
Ilustración 3. Parque marino de Sheringham (Reino Unido)	4
Ilustración 4. Esquema básico de un parque eólico offshore	5
Ilustración 5. Desglose de costes por actividad en un parque eólico onshore	6
Ilustración 6. Desglose de costes por actividad en un parque eólico offshore.....	6
Ilustración 7. Capacidad eólica instalada en el mundo 2014. Fuente: GWEC.....	8
Ilustración 8. Capacidad eólica total instalada en el mundo a finales de 2014. Fuente: WWEA..	9
Ilustración 9. Situación parques eólicos marinos en el norte de Europa. Fuente: Cape Wind	9
Ilustración 10. Capacidad eólica offshore acumulada en el mundo en 2014. Fuente: GWEC....	10
Ilustración 11. Esquema funcionamiento de la pala de un aerogenerador.....	15
Ilustración 12. Tubo de corriente en un aerogenerador.....	15
Ilustración 13. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica	16
Ilustración 14. Ejemplo de una curva de potencia de un aerogenerador.....	17
Ilustración 15. Elementos de un aerogenerador.....	18
Ilustración 16. Instalación de la pieza de transición	21
Ilustración 17. Principales fabricantes de aerogeneradores marinos en 2014. Fuente: EWEA..	23
Ilustración 18. Mapa zonas con viento clase II.....	25
Ilustración 19. Especificaciones técnicas de la turbina Mervento 3.6-118. Fuente: Mervento..	25
Ilustración 20. Esquema simplificado del generador síncrono de imanes permanentes	26
Ilustración 21. Curva de potencia Mervento 3.6-118. Fuente: Mervento	26
Ilustración 22. Distribución de la frecuencia y la velocidad media del viento	27
Ilustración 23. Distribución del parque	29
Ilustración 24. Puntos referencia para las coordenadas del parque	30
Ilustración 25. Clasificación estructuras según profundidades.....	31
Ilustración 26. Tipos de anclaje según la profundidad.....	31
Ilustración 27. Aerogenerador con cimentación por gravedad	32
Ilustración 28. Estructura monopilote	33
Ilustración 29. Esquema estructura trípode.....	33
Ilustración 30. Estructura jacket.....	34
Ilustración 31. Estructuras flotantes	35
Ilustración 32. Variación del coste de la estructura en función de la profundidad. Fuente: Garrad Hassan	35
Ilustración 33. Instalación de la jacket por levantamiento. Fuente: Instituto Técnico de la Estructura en Acero.....	36
Ilustración 34. Instalación de la jacket mediante lanzado. Fuente: Instituto Técnico de la Estructura en Acero.....	37
Ilustración 35. Tipos de cimentación de las jacket.....	38
Ilustración 36. Transporte y ensamblaje de las piezas.....	39
Ilustración 37. Ensamblaje del rotor a la góndola.....	39
Ilustración 38. Comparativa del coste de HVAC y HVDC en relación a la distancia a la red	40
Ilustración 39. Esquema del circuito equivalente en π	41
Ilustración 40. Ejemplo de un esquema básico con los elementos de un parque eólico offshore	42

Ilustración 41. Topología en cadena	42
Ilustración 42. Topología redundante	42
Ilustración 43. Inserción del cable marino en los J-Tubes.....	43
Ilustración 44. Cable submarino de cobre con aislamiento XLPE. Fuente: ABB	44
Ilustración 45. Equipamiento de una subestación offshore	45
Ilustración 46. Distribución de una subestación offshore.....	45

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas geográficas y UTM de la ubicación del parque eólico marino	14
Tabla 2. Aerogeneradores marinos implantándose a Diciembre de 2014.....	23
Tabla 3. Nuevos aerogeneradores probados comercialmente	24
Tabla 4. Parámetros para cada clase de aerogeneradores	24
Tabla 5. Datos del viento en el emplazamiento a 90 metros de altura	27
Tabla 6. Resultados de la potencia de un aerogenerador.....	28
Tabla 7. Energía bruta, pérdidas y energía neta del parque	28
Tabla 8. Coordenadas de la superficie del parque eólico	30
Tabla 9. Dimensiones cables de la línea submarina de 30 kV	44
Tabla 10. Dimensiones cables de la línea submarina de 220 kV.....	47
Tabla 11. Coordenadas geográficas de la subestación eléctrica "Puerto de Santa María"	47
Tabla 12. Dimensiones cable de la línea subterránea de 220 kV	47
Tabla 13. Pérdidas eléctricas y caídas de tensión en las líneas eléctricas	48
Tabla 14. Contaminaciones evitadas.....	48

1. OBJETO DEL TRABAJO

El objeto primero de este Trabajo de Fin de Grado es el ser defendido por su autora para la obtención del título de Graduada en Tecnologías Industriales.

Además, también es objeto por parte de este proyecto la realización de un estudio de viabilidad económica de un parque eólico offshore de 72 MW de potencia instalada a situar en la costa del Golfo de Cádiz, y la definición de las instalaciones necesarias para llevarlo a cabo.

El diseño de la instalación servirá de base para realizar una estimación de los costes de la planta, necesarios para la realización del estudio de viabilidad del proyecto.

2. AUTOR, PETICIONARIO Y PROMOTOR

El presente Trabajo de Fin de Grado, titulado "Aprovechamiento eólico para producción de electricidad en una instalación offshore" en el Golfo de Cádiz, se elabora a petición de la Escuela Politécnica Superior de Ferrol (Universidade da A Coruña) por la alumna Soraya Atilano Brea.

3. ANTECEDENTES

El futuro energético, así como la sostenibilidad de dicho futuro, es uno de los problemas que más preocupan hoy en día, ya que tanto los países desarrollados como los que están en vías de desarrollo necesitan la energía para su funcionamiento. Una fuente de energía primaria es toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada. Consiste en la energía contenida en los combustibles fósiles, la energía solar, la eólica, la geotérmica y otras formas de energía que constituyen una entrada al sistema. Si no es utilizable directamente, debe ser transformada en una fuente de energía secundaria como la electricidad o el calor. El fin de los combustibles fósiles en un futuro no muy lejano, así como el creciente aumento de su precio y la necesidad de importarlos de otros países hacen cada vez más urgente la búsqueda de fuentes de energía alternativas que los puedan sustituir, especialmente en países como el nuestro en donde carecemos de reservas de dichos combustibles.

También hay una estrecha correlación entre el uso de estos combustibles y las emisiones de dióxido de carbono al medio ambiente, además de otros gases de efecto invernadero, que son una componente importante del fenómeno del calentamiento global. Esta característica del suministro energético nos aleja de los compromisos del Protocolo de Kioto (ratificado para el periodo 2013-2020), un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional, que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global.

A nivel mundial cabe destacar el aumento de consumo energético de países como China, que continúan en plena senda de crecimiento, soportado por dos factores de fuerza estructural: demográfica y menor nivel de deuda. El crecimiento del consumo energético sucedió tanto en los países del OECD como en los que no lo componen.

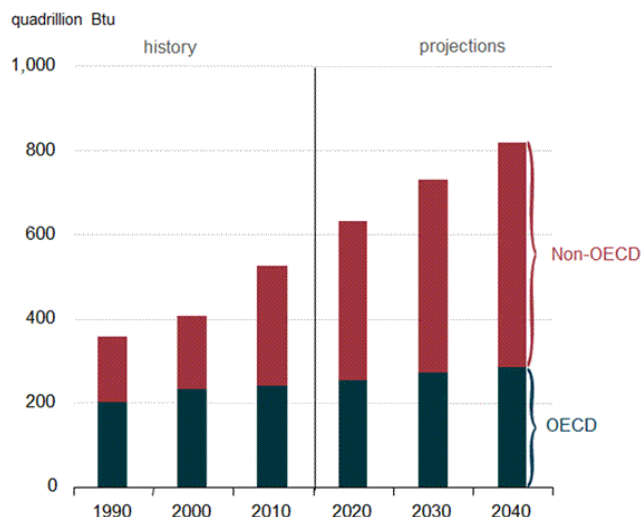


Ilustración 1. Consumo energético mundial 1990-2040. Fuente: EIA

A nivel Europeo existe una creciente dependencia energética de Europa respecto de Rusia, agravada por la decisión unilateral de Alemania de abandonar la energía nuclear en 2022.

A nivel Español, la política de planificación ha determinado que la nación se encuentre en una situación crítica en términos de dependencia energética a todos los niveles y con coste energético y medioambiental elevado. La dependencia energética externa de España se sitúa en el 70,8%, muy por encima de la media de la Unión Europea (53,8%), según los últimos datos publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el Balance Energético. Esto supone que en España, del total de energía consumida, solamente el 29,2% corresponde a energía autóctona. La única forma que tiene en estos momentos de reducir dicha dependencia es mediante el desarrollo de nuevas fuentes de energía de carácter renovable.

En este contexto, la incorporación de las energías renovables como una fuente más de abastecimiento energético en la planificación energética se fundamenta en el grado de madurez tecnológica alcanzado y la competitividad económica en determinadas áreas tecnológicas. La energía eólica es una de las más viables económicamente hablando, por su alta eficiencia y continuo desarrollo. Sin embargo la energía eólica offshore está empezando a probarse experimentalmente en España.

3.1. Energías renovables

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocarburantes.

Las energías renovables son energías inagotables y autóctonas que, al no depender de recursos externos ni de los mercados o situaciones socio-políticas internacionales, permiten la autonomía energética, con lo que evitan conflictos interregionales y graves catástrofes ambientales. Las

energías limpias constituyen la única alternativa para un autoabastecimiento energético sostenible.

Desde Europa se elaboran planes de acción, como la *"Directiva Europea para la Promoción de las Energías Renovables"* (Directiva 2009/28/CE) conocido como el *"Plan 20/20/20"* e iniciado en el 2007 y aprobado el 6 de abril del 2009, para lograr tres objetivos dentro de la UE en el año 2020:

- La reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Que el 20% del consumo final de energía provenga de fuentes renovables.
- Incrementar la eficiencia energética un 20%.

Además, un mínimo del 10% del consumo total de combustible en los transportes sea procedente de energías renovables (biocarburantes, electricidad, hidrógeno...).

Dicha directiva requiere que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el período 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la misma.

En consecuencia a esto, España ha elaborado el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 a través del IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), en el que se recoge el objetivo global que es la recomendación que la participación de las energías renovables sea del 20,8% en el año 2020.

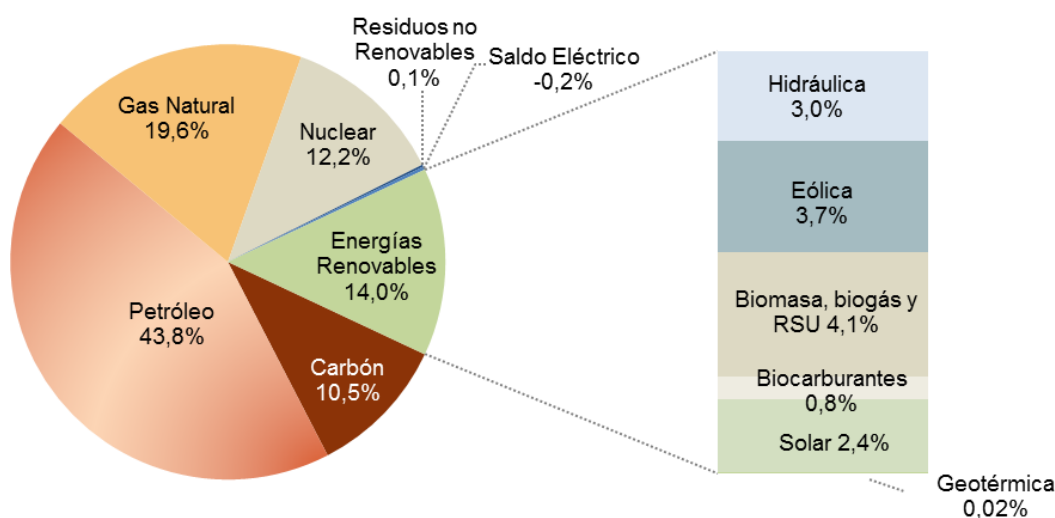


Ilustración 2. Consumo de energía primaria en España en 2014. Contribución por fuentes energéticas. Fuente: MINETUR

En España, las energías renovables suponen el 14% de la energía primaria utilizada. El 86% restante corresponde al uso de combustibles fósiles (73,8%) y nucleares (12,2%). Pese a que este porcentaje está aún lejos del objetivo del 20% de renovables fijado por la Unión Europea para 2020, el Gobierno de España estima que la participación de las energías renovables en nuestro país alcance el 22,7% en el año 2020, lo que supondría superar en casi tres puntos el objetivo obligatorio marcado por Europa.

3.2. Energía eólica offshore

La energía eólica offshore, o eólica marina, se diferencia de la energía eólica onshore tradicional en que la ubicación del parque eólico se encuentra en el mar en vez de en tierra.



Ilustración 3. Parque marino de Sheringham (Reino Unido)

La energía eólica es la que se obtiene del viento a partir de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. La distribución no uniforme de la energía absorbida por la atmosfera y la consiguiente formación e gradientes térmicos, es la causa primaria del movimiento de las masas de aire y, por tanto, origen de la energía eólica.

La radiación solar, absorbida irregularmente por la atmosfera, da lugar a masas de aire con diferentes temperaturas y por tanto, diferentes densidades y presiones. El aire, al desplazarse desde las altas hacia las bajas presiones, da lugar al fenómeno conocido como viento. Se estima que la energía contenida en los vientos es aproximadamente el 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra (casi dos billones de tep al año) y aunque en la práctica solamente podría ser utilizada una parte muy pequeña de esa cifra (del orden del 5%), la cantidad de energía que ello representa hace de la energía eólica una de las fuentes de energía renovables con mayor potencial.

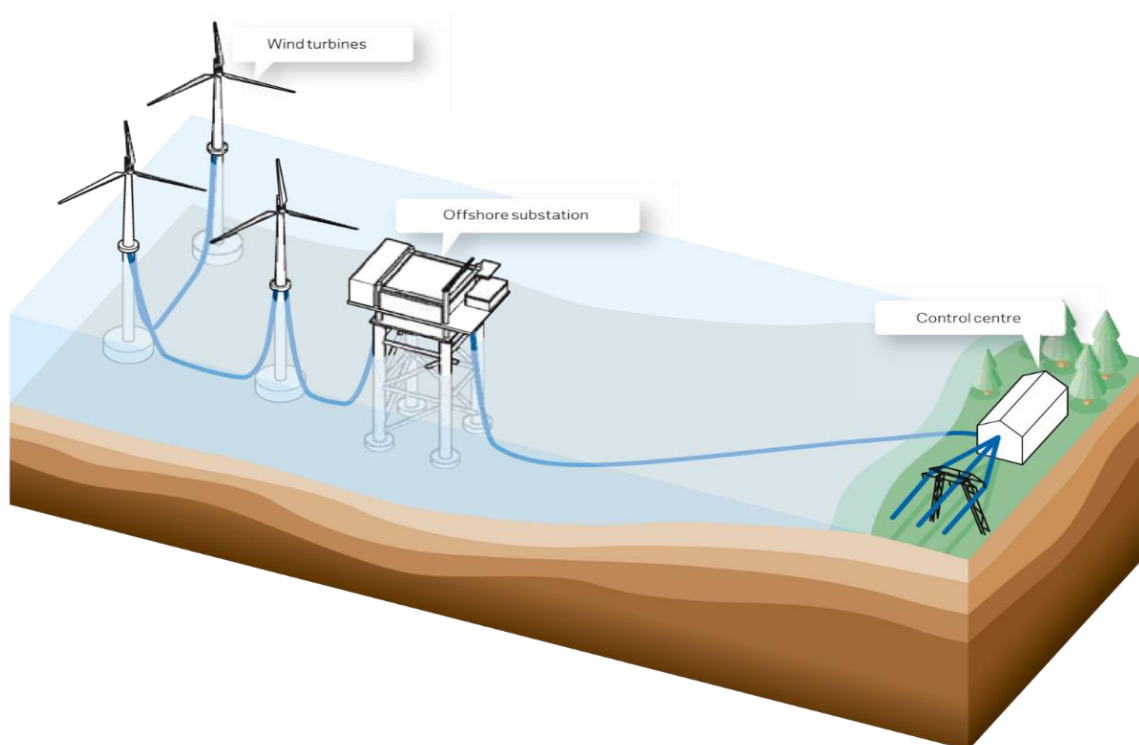
El aprovechamiento de la energía eólica se hace mediante aerogeneradores en los que se halla un generador eléctrico activado por el movimiento rotatorio de unas aspas impulsadas por el viento y solidarias a un eje que se engrana con el del generador eléctrico. Estos aerogeneradores se instalan agrupados formando los llamados parques eólicos para reducir costes y evacuar toda la energía generada desde un solo punto. Estos parques tradicionalmente se han situado en tierra, sin embargo, últimamente se han estado desarrollando nuevas tecnologías y adaptando las existentes para aprovechar también el recurso eólico presente en el mar.

El diseño de un parque eólico marino no dista mucho de uno en tierra. La mayor diferencia es el estudio del emplazamiento ya que la profundidad del mar es un factor crítico para su viabilidad técnica y económica. También el cálculo y el tendido de la línea submarina varían bastante de las típicas líneas aéreas usadas para la conexión a red de un parque en tierra firme.

Habrà que diseñar tambièn una subestaciòn offshore en la que se elevarà la tensiòn a los 220 kV de nivel de tensiòn de la red de transporte espaõola, para posteriormente conectarla con la subestaciòn de evacuaciòn del sistema elèctrico. Esta conexiòn se realizarà mediante una lènea de transporte submarina, y posteriormente subterrànea, hasta que lleguemos al punto de interconexiòn con la red de transporte de alta tensiòn.

Es decir, que las partes principales de una instalaciòn eòlica offshore son:

- las turbinas
- las cimentaciones de las mismas
- la subestaciòn offshore
- la lènea de evacuaciòn
- el punto de conexiòn a tierra



Ilustraciòn 4. Esquema básiico de un parque eòlico offshore

Hay que tener en cuenta que todos los elementos instalados deben tener una protecciòn contra atmòsferas salinas y húmedas. Esto se puede conseguir con revestimientos especiales como en el caso de los aerogeneradores o mediante su instalaciòn en celdas blindadas con SF₆, un gas inerte que sirve como protecciòn, utilizadas en los centros de transformaciòn y en la subestaciòn.

Por último, es importante destacar la diferencia entre los desgloses de costes entre un parque onshore y un parque offshore.

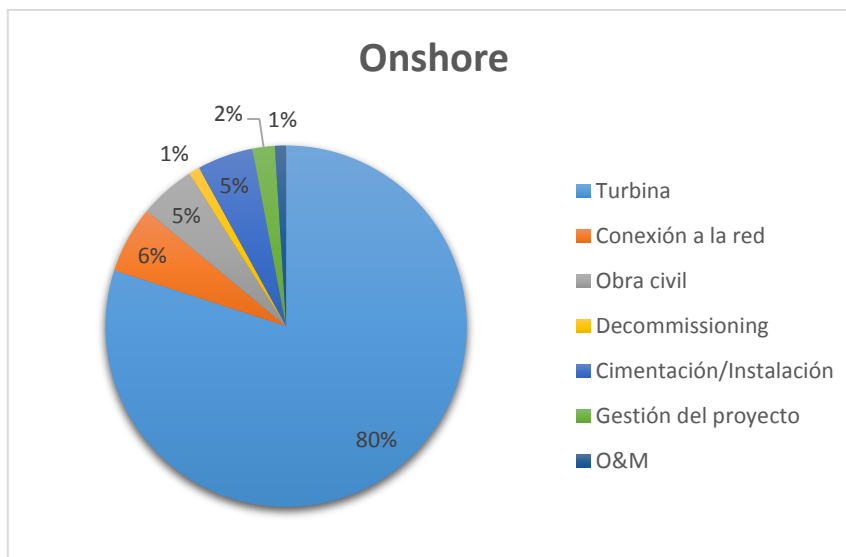


Ilustración 5. Desglose de costes por actividad en un parque eólico onshore

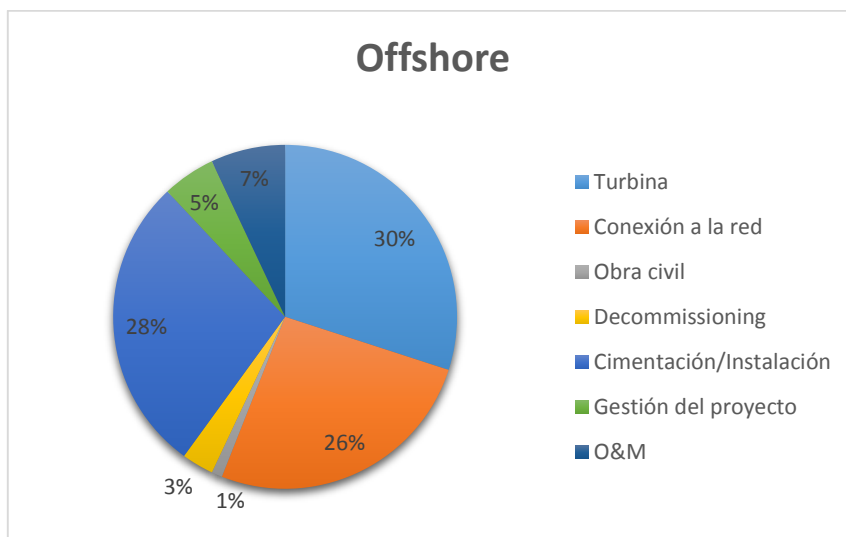


Ilustración 6. Desglose de costes por actividad en un parque eólico offshore

Se puede comprobar en la Ilustración 5 y en la Ilustración 6 como varían los costes en función de qué tipo de parque estemos implantando. A fecha de hoy resulta difícil establecer precios promedio por MW instalado que se puedan extrapolar a futuros parques offshore, aunque suelen oscilar entre los 2,2 y 3 M€/MW. Este hecho se debe a varias circunstancias, entre las que se destaca: no se han construido suficientes instalaciones para poder estimar este coste por comparación entre ellas, las tecnologías constructivas y eléctricas son muy distintas entre ellos y, finalmente, la variación de costes es muy considerable atendiendo a las economías de escala.

La implantación de la energía eólica offshore en España conlleva importantes ventajas pero también supone grandes retos.

3.2.1. Ventajas y desventajas

Las condiciones especiales del medio marino suponen importantes ventajas para el aprovechamiento de la energía eólica:

- En el mar la rugosidad superficial es muy baja en comparación con el medio terrestre y no existen obstáculos que puedan reducir la velocidad del viento. Esto favorece la circulación del viento a mayores velocidades y hace innecesario el tener que subir la altura de la torre más de lo que obligue la suma del semidiámetro del rotor y la altura máxima de la ola prevista. Por lo general, los vientos van ganando en velocidad al separarnos de la costa.
- El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en localizaciones próximas en línea de costa sin accidentes geográficos. La existencia de menor turbulencia ambiental en el mar disminuye la fatiga a la cual se encuentra sometido un aerogenerador aislado, y aumenta su vida útil.
- Las áreas marinas disponen además de enormes espacios donde colocar aerogeneradores, lo que ofrece la posibilidad de instalar parques mucho más grandes que en tierra.
- La vastedad de este medio, unido a su lejanía con los núcleos de población, consigue reducir también el impacto visual sobre el paisaje.
- Su ubicación lejos de lugares habitados permite suavizar las restricciones impuestas por las autoridades ambientales en relación con la emisión y propagación de ruido e incrementar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de su peso y de las estructuras que las soportan, consiguiendo una reducción significativa del coste de fabricación del aerogenerador en su conjunto.

Sin embargo, no todo es tan sencillo; de ser así, habría hoy muchos más megavatios offshore en funcionamiento. Estas instalaciones marinas tienen también importantes desventajas respecto a las terrestres:

- La evaluación del recurso eólico en la Zona de Discontinuidad Costera (< 10 km) es más compleja y mucho más cara que en tierra.
- No existen infraestructuras eléctricas que conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo. La situación es semejante a lo experimentado por el sector del gas natural cuando descubrieron importantes yacimientos de este recurso en el Mar del Norte, antes de que hubiese gasoductos con los que poder trasladarlos al continente.
- Los costes de la cimentación y las redes eléctricas de estas instalaciones encarecen en gran medida la tecnología offshore: si en tierra los aerogeneradores suponen del orden del 75% de la inversión total de un parque eólico, en el mar representan aproximadamente un 35%. Por su parte, el coste de la obra civil en un parque eólico marino tipo se eleva con respecto a tierra firme y el de las infraestructuras eléctricas en un 26% (6% en tierra).
- Las limitaciones de acceso y las dificultades para trabajar en medio del mar en la fase de montaje y en el mantenimiento de la instalación.
- El aumento de los costes y dificultades de construcción, según el proyecto vaya alejándose de la costa o aumente la profundidad marina, siendo este último uno de los

principales argumentos esgrimidos para justificar la nula penetración de la energía eólica marina en España.

- Debido a la mayor propagación de las turbulencias por la baja rugosidad del mar, el efecto provocado por la propia estela de los aerogeneradores sobre el resto de las máquinas de un parque eólico es más importante en este medio que en tierra, lo que disminuye la vida útil de las turbinas. Para evitarlo, las máquinas requieren más separación entre ellas y esto implica un aumento de la inversión.

3.2.2. Situación actual en el mundo y en España

En términos de capacidad eólica instalada, España es el segundo país de la UE, después de Alemania, y la cuarta potencia mundial por detrás de China, Estados Unidos y Alemania, con una potencia en operación de 22.987 MW a finales del 2014.

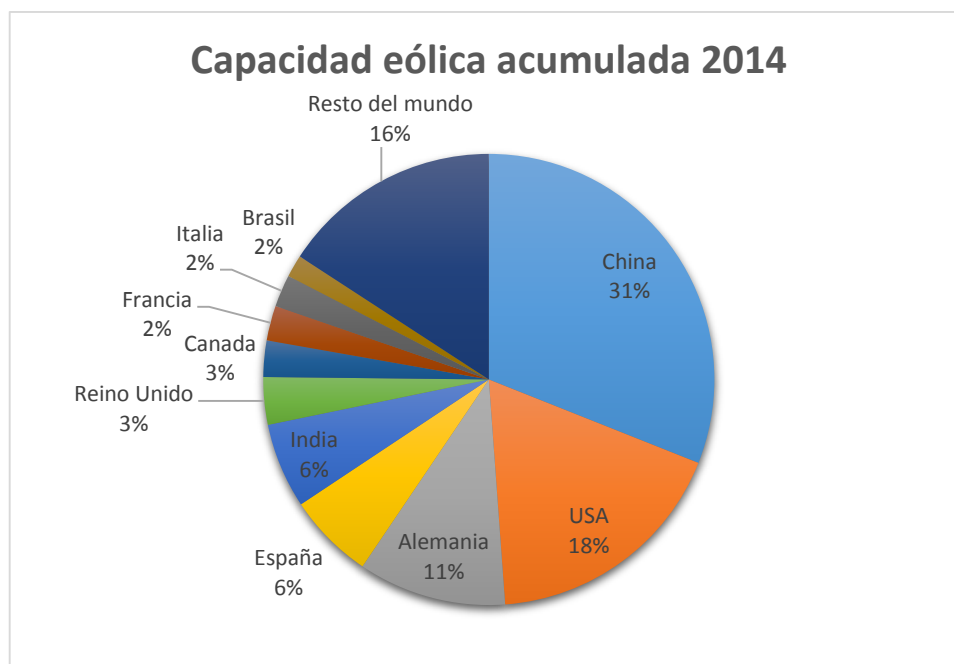


Ilustración 7. Capacidad eólica instalada en el mundo 2014. Fuente: GWEC

La capacidad de la energía eólica mundial se ha duplicado aproximadamente cada tres años y medio desde 1990 y actualmente tiene una capacidad acumulada de 370 GW y de generación anual de electricidad alrededor de 377 TWh, aproximadamente igual al consumo anual de electricidad de Australia. China, con aproximadamente 115 GW, tiene la mayor capacidad instalada, mientras que Dinamarca, con más de 3 GW, tiene el nivel más alto per cápita, donde el viento supone sobre el 20% de la producción de electricidad.

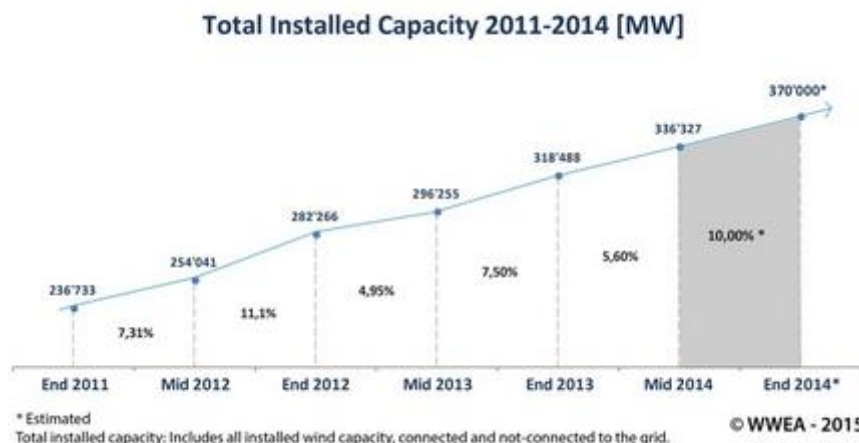


Ilustración 8. Capacidad eólica total instalada en el mundo a finales de 2014. Fuente: WWEA

El potencial de la energía eólica marina es enorme. Se podría satisfacer la demanda energética de Europa siete veces más, y la demanda de energía de Estados Unidos cuatro veces. La energía eólica marina es una tecnología relativamente nueva, por lo que los costes se reducirán y la tecnología avanzará, ayudando a la energía eólica marina para ser más eficientes y competitiva, en lo que se refiere a costes, a corto plazo. Pero esta tecnología ya se está incorporando en la planificación energética en todo el mundo.

En concreto en la eólica marina, más del 91% de esta capacidad está instalada en el Norte de Europa, en el mar del Norte, en el mar Báltico y en el canal de la Mancha. El resto de instalaciones son mayoritariamente proyectos experimentales en la costa este de China.



Ilustración 9. Situación parques eólicos marinos en el norte de Europa. Fuente: Cape Wind

Europa es el líder mundial en la instalación de tecnología offshore, principalmente en el Mar del Norte. Reino Unido, Dinamarca y Alemania son los países con mayor número de megavatios de potencia instalados de esta energía renovable. Esto es así porque estos países están

aprovechando su amplio conocimiento en plataformas petrolíferas para la sustentación de los aerogeneradores y resto de elementos de la instalación offshore.

La energía eólica marina es un componente esencial del objetivo vinculante de Europa a la fuente del 20% del consumo final de energía de fuentes renovables, y China se ha fijado un objetivo de 30 GW de instalaciones frente a sus costas en 2020. Estados Unidos tiene excelentes recursos eólicos en alta mar, y muchos proyectos están en desarrollo.

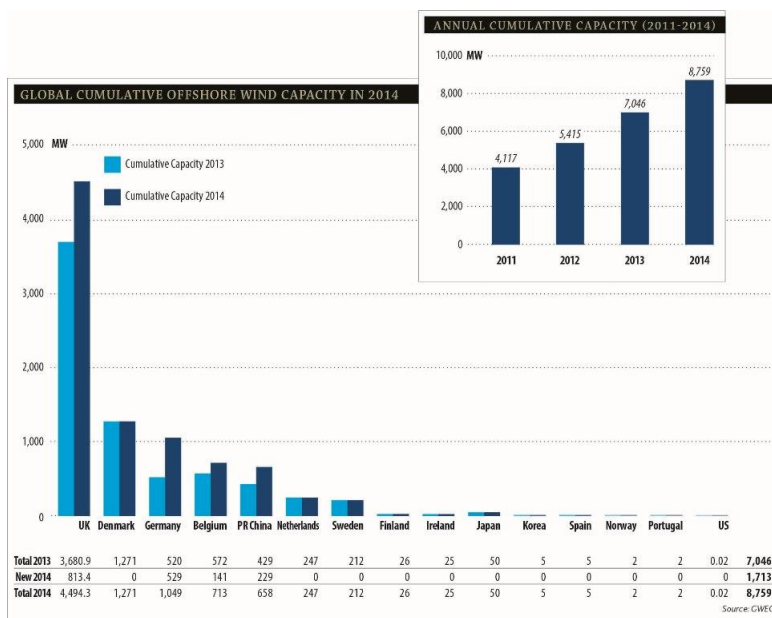


Ilustración 10. Capacidad eólica offshore acumulada en el mundo en 2014. Fuente: GWEC

El primer parque eólico offshore fue inaugurado en 1991 a 2,5 km de la costa danesa en Vindeby. Desarrollado por DONG Energy, disponía de once turbinas de 450 kW con una potencia total de 4,95 MW. Más de veinte años después, en la actualidad, la potencia total de eólica marina instalada a nivel mundial es de 8,8 GW, representando un 2,4% del total de energía eólica instalada.

Muchas proyecciones muestran que en 2020, la energía eólica marina será de aproximadamente 10% de la capacidad instalada mundial.

Situación en España

A la hora de hablar de la situación en España vemos que, aunque España es uno de los líderes en producción eólica en Europa, parece que en producción eólica marina aún está en fase de despegue. Según el Plan de Energías Renovables 2011-2020 el objetivo de potencia a instalar es de 750 MW, un objetivo considerablemente inferior a los 3.000 MW esperados.

A fecha de hoy no hay ningún parque eólico marino en aguas españolas. Y, a pesar de existir varios proyectos propuestos, en especial en las costas de Cádiz y del Delta del Ebro, éstos se están encontrando con muchos obstáculos. En el caso de Cádiz, la empresa EHN (hoy propiedad del grupo Acciona) presentó un proyecto para construir un parque (asociado a la acuicultura) de 273 aerogeneradores y 983 MW de potencia. Otra firma, Capital Energy, planteó instalar 540

MW. Por último, una filial de la empresa alemana Umweltkontor, que actualmente ha cedido los proyectos al grupo Elecnor, propuso cinco parques marinos de 50 MW cada uno. Solo estos parques marinos suman 1.773 MW, más de cinco veces la potencia instalada a finales de 2004 en toda Andalucía en tierra firme. Sin embargo, estos proyectos han sido recibidos con mucho recelo por parte de las poblaciones locales, en especial los pescadores, que piensan que las grandes construcciones costeras pueden perjudicar a los recursos pesqueros o a la navegación y, por este motivo, se oponen frontalmente a ellas. Y esto a pesar de que los cálculos de los promotores reflejan que estas instalaciones supondrían más de 1.500 nuevos empleos en la comarca.

En 2007, los ministerios de Industria y Medio Ambiente aprobaron el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para acotar y definir las zonas aptas para la instalación de aerogeneradores en el mar. Este estudio establece las "zonas aptas", las "zonas de exclusión" y las "zonas aptas con condicionantes" con el objetivo de que el desarrollo de la tecnologías offshore se lleve a cabo preservando el medio ambiente. Este tipo de Iniciativas muestran el interés español por impulsar la industria Eólica Marina (AEE, Asociación Empresarial Eólica). La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) destaca el potencial de la costa española para acoger parques eólicos marinos en aguas profundas, pero para el desarrollo de esta tecnología es necesario el apoyo político y económico de la Unión Europea y del Gobierno español.

"España y Francia disponen de aguas profundas cerca de la costa tanto en el Mediterráneo como en el Atlántico. Por lo tanto, existe un gran potencial para la instalación de granjas eólicas en aguas profundas", destaca la EWEA en un informe. Actualmente no existen parques eólicos marinos en el Mediterráneo, puesto que las aguas acostumbran a ser profundas y los molinos marinos que se comercializan están limitados a una profundidad máxima de 50 metros, subrayó EWEA en el documento. El hecho de que la costa española tenga una profundidad excesiva limita el aprovechamiento de los 8.000 km de costa de los que se disponen. Los parques eólicos en aguas profundas permitirían aprovechar el potencial del Atlántico, el Báltico, mediante la instalación de molinos con sistemas de fijación flotante.

Aunque no existe aún ningún parque eólico marino en España, las empresas españolas están adquiriendo importantes conocimientos de la tecnología offshore, lo que está permitiendo la exportación. Por ejemplo, cabe destacar la cooperativa Navarra Sakana, especialista en la fundición de grandes piezas y que suministra la turbina de 6 MW que Siemens pretende instalar en sus emplazamientos marinos. Otra empresa española, Tecnoaranda, es la proveedora mundial, también para Siemens, de las torres que sujetan las turbinas. Aunque no existe ningún parque eólico en las costas españolas, sí que se puede hablar del primer aerogenerador marino en España. Éste fue inaugurado el pasado 21 de Octubre de 2013 por Gamesa, empresa de gran prestigio en la industria eólica, en el puerto de Arinaga (Gran Canaria). Se trata de un aerogenerador de 5 MW y es el primer aerogenerador marino desarrollado por la compañía. Cuenta con un rotor de 128 metros de diámetro y una altura total de 154 metros. Desde su puesta en marcha, el pasado mes de julio, ha producido energía a plena potencia y ha vertido a la red más de 1 GWh, generando la energía equivalente necesaria para abastecer a 7.500 hogares canarios al año. La puesta en marcha fue un paso previo para la obtención de la certificación de la turbina en el primer trimestre de 2014.

Algunos de los factores que se detallan a continuación son los que marcan el avance de implantación de esta tecnología en nuestro país:

- La regulación nacional que establece el procedimiento de zonas medioambientalmente viables para la construcción de los parques eólicos marinos y otorga los permisos para la construcción de los parques.
- Costes asociados a tecnologías emergentes o desarrolladas y existencia de un marco retributivo estable que aporte rentabilidad a los proyectos.
- Desarrollo adecuado de infraestructuras (puertos, carreteras, etc.) e industria (metal, obra civil, etc.) que permita la ejecución de proyectos de gran envergadura.

Recientemente se ha publicado el estudio "Oportunidades de negocio de la energía eólica marina en el sector marítimo español" presentado por el Clúster Marítimo Español con el apoyo del ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en el que se apuesta por el desarrollo de la energía eólica marina en España para alcanzar el objetivo impuesto por la UE.

4. LEGISLACIÓN APLICABLE

En lo referente a la legislación, ésta no está desarrollada, siendo la única ley específica sobre energía eólica marina el Real Decreto 1028/2007 del 20 de Julio, que versa sobre la concesión de las autorizaciones para la instalación. El dato más interesante dentro del Real Decreto es la potencia mínima instalada de los parques eólicos, que es de 50 MW, lo cual supone en la práctica la instalación mínima de entre 10 y 20 aerogeneradores. Si bien no existe legislación específica, con la excepción del anterior decreto, es de obligado cumplimiento toda la legislación en lo que concierne a la producción y distribución de energía eléctrica, así como al impacto ambiental y toda aquella de obligado cumplimiento para las instalaciones industriales.

Para la realización del presente trabajo han sido tenidas en cuenta las disposiciones que a continuación se relacionan:

- Orden de 19 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1991, de 26 de Diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.
- Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de la energía eléctrica.
- Orden de 12 de abril de 1999, por la que se dictan las Instrucciones Técnicas Complementarias al Reglamento de puntos medida de los consumos y tránsitos de la energía eléctrica.
- Real Decreto 385/2002, de 28 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de Diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de la energía eléctrica.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- Real Decreto 1565/2012, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.
- Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.
- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de Enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.
- Real Decreto Legislativo 1175/1991, de 28 de septiembre, por el que se aprueban las tarifas y la instrucción del Impuesto sobre Actividades Económicas.
- Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto sobre Sociedades.
- Ley 3/1985, de 18 de marzo, de Metrología.
- Norma internacional IEC 61400-3, en relación con las turbinas de viento.
- Normas UNE de obligado cumplimiento

A continuación se presenta un breve resumen de los pasos a seguir para la instalación de un parque eólico marino:

1. Solicitud de reserva de la zona (promotor)
2. Caracterización del área eólica marina (Dirección General de Política Energética y Minas, DGPEM)
3. Procedimiento de Concurrencia (DGPEM)
4. Resolución de la concurrencia y otorgamiento de la Reserva de la Zona (Comité de valoración)
5. Estudios de viabilidad (promotor)
6. Solicitud de Autorización Administrativa (DGPEM)
7. Aprobación del Proyecto de Ejecución y Autorización de Explotación (Según RD 1955/2000) (DGPEM)
8. Construcción y Explotación del Proyecto (Promotor)

5. DISEÑO DEL PARQUE

A la hora de diseñar un parque eólico marino se deben tener en cuenta muchos factores como la ubicación de éste, el tipo de aerogenerador o la conexión a la red en tierra. En este capítulo se van a estudiar todas las opciones posibles y las consideraciones a tener en cuenta:

- Emplazamiento
- Tipo de aerogenerador
- Evaluación del recurso eólico
- Tipo de plataforma y cimentación
- Cableado y subestación

5.1. Emplazamiento

El emplazamiento del parque eólico offshore, en caso de que se decidiese llevar a cabo, sería en el Golfo de Cádiz, entre las costas de Cádiz y Rota. Concretamente a unos 11 km de la costa de Rota y a unos 16 km de la costa de Cádiz. Las coordenadas son las siguientes:

Tabla 1. Coordenadas geográficas y UTM de la ubicación del parque eólico marino

Coordenadas geográficas		Coordenadas UTM HUSO 29	
Latitud	36°34'43.10"N	X UTM	725380.68 m
Longitud	6°28'52.08"W	Y UTM	4051150.046 m

Los criterios que se han seguido y las razones por las que se ha elegido finalmente esta localización se definen en el Anexo I y se resumen en:

- Alto recurso eólico, con velocidades medias de entre 8 y 10 m/s.
- Encontrarse en una zona apta "con condicionantes" según la Normativa del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la instalación de Parque Eólicos Marinos.
- Profundidades óptimas para las estructuras, con una media de 40 metros.
- Distancia mínima a la costa de 8 km.
- Respetar los recursos medioambientales y las actividades pesqueras.
- Cercanía a puerto y astilleros.
- Posibilidad de evacuación eléctrica para la potencia instalada en la subestación eléctrica "Puerto de Santa María" (220 kV).

5.2. El aerogenerador

El aerogenerador es el principal protagonista en un parque eólico ya que se encarga de la transformación de la energía. La mayoría de los fabricantes de aerogeneradores offshore partieron de su know-how sobre el diseño y fabricación de aerogeneradores en tierra para dar el salto a las turbinas offshore. A raíz de esto se seleccionó como instalación más habitual el tipo tri-pala orientado a barlovento.

5.2.1. Funcionamiento de un aerogenerador

El funcionamiento de todo aerogenerador se basa siempre en un mismo principio. Aun así, puede haber pequeñas diferencia en función de cual sea la potencia y aplicación del aerogenerador. Por este motivo, a la hora de explicar su funcionamiento este trabajo se basará en los aerogeneradores de eje horizontal offshore de grandes potencias (2,5 – 8 MW) para alimentar la red eléctrica.

Los aerogeneradores de eje horizontal están formados normalmente por dos o tres palas de diámetro variable en función de la potencia. Las palas son las parte más importante ya que tienen la labor de captar la energía del viento y convertir su movimiento lineal en uno rotativo.

El viento incide perpendicularmente sobre las palas del aerogenerador y, debido a la diferencia de presiones que se produce entre la cara activa y la pasiva de la pala, se genera una fuerza que permite el movimiento rotatorio de las palas.

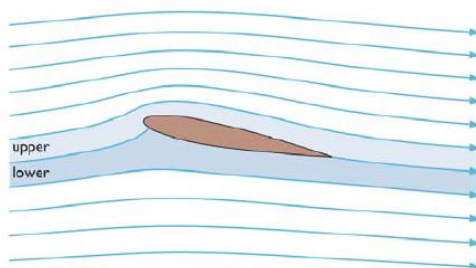


Ilustración 11. Esquema funcionamiento de la pala de un aerogenerador

Esto es debido a que la parte posterior de la pala es mucho más curvada que la parte anterior por lo que, cuando el viento incide sobre la pala, al haber más superficie en la parte posterior, la velocidad aumentará. También se producirá un empuje al tener la pala un ángulo de incidencia entre la dirección del viento y el eje de la sección.

Para extraerle parte de la energía cinética que tiene el viento es necesario que éste se ralentice, aunque sólo la masa de aire que atraviesa el rotor eólico se ve afectada. Asumiendo que la masa de aire afectada permanece separada del aire que no pasa a través del rotor, se puede dibujar una superficie límite que puede extenderse aguas arriba y aguas abajo formando un tubo de corriente de sección transversal circular. Como ningún flujo de aire puede cruzar este límite, el flujo másico de aire que fluye por este tubo permanecerá constante para toda posición.

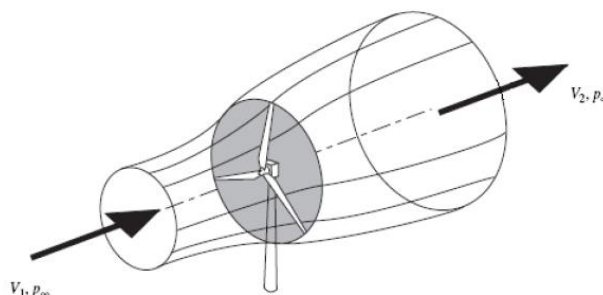


Ilustración 12. Tubo de corriente en un aerogenerador

Debido a que el aire confinado en el tubo se ralentiza pero no se comprime, la sección transversal del mismo debe expandirse para adaptarse a la corriente con menor velocidad. Tal y como se puede ver en la Ilustración 12, el viento antes de cruzar el rotor posee una velocidad V_1 y presión P_∞ . En la medida que el viento se acerca al rotor, su velocidad disminuye y su presión aumenta en virtud del principio de Bernoulli, hasta alcanzar una velocidad V justo en el plano del rotor y un valor mínimo V_2 después de alejarse del rotor. Entre tanto, la presión parte de un valor mínimo P después de cruzar el rotor hasta alcanzar un valor P_∞ . En resumen, la presión recupera su valor, sin embargo, la velocidad del viento no lo hace como consecuencia de transformar la energía cinética en energía mecánica.

La potencia obtenida en un aerogenerador viene determinada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p$$

Siendo:

P = Potencia [W]

ρ = densidad del aire [kg/m^3]

A = área desarrollada del disco [m^2]

v = velocidad del viento [m/s]

C_p = coeficiente de potencia

Este coeficiente C_p es la fracción de la energía del viento que una turbina convierte en la práctica en energía mecánica de rotación por lo que se podría decir que indica con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad.

El coeficiente de potencia del rotor varía con la velocidad específica del mismo, que es función de la velocidad de giro del rotor y de la velocidad del viento.

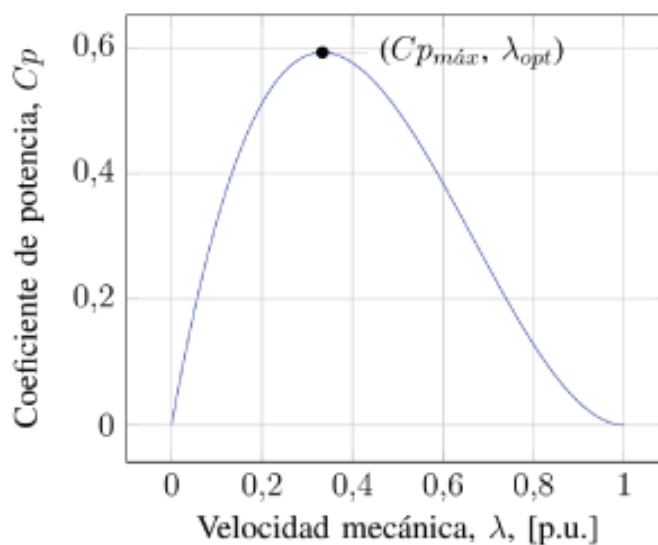


Ilustración 13. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica

El C_{pmax} tiene un valor de $16/27$, es decir, $0,5926$ y esto nos da el límite de Betz, que indica que tan solo aproximadamente el 60% de la energía contenida en el viento es convertible en energía disponible en la turbina.

La potencia entregada por el aerogenerador irá muy ligada a la velocidad del viento. En general, los grandes aerogeneradores empiezan a producir energía a partir de los 4-5 m/s. Para velocidades bajas la potencia obtenida es muy baja, pero a medida que va aumentando la velocidad, la potencia que genera el aerogenerador aumenta de forma exponencial hasta llegar a una velocidad aproximada de 12 m/s. A partir de este punto por mucho que aumente la velocidad no se producirá un incremento de la potencia debido a que existen unos elementos de control que llevan incorporados los aerogeneradores que permiten regular la velocidad de rotación del rotor y evitar grandes esfuerzos. Además, en caso de que la velocidad del viento pase de los 25 m/s el rotor será parado para evitar daños en el aerogenerador.

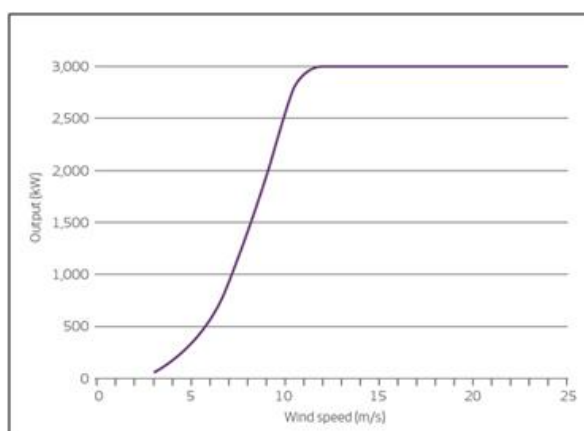


Ilustración 14. Ejemplo de una curva de potencia de un aerogenerador

5.2.2. Componentes básicos de un aerogenerador marino

Se llevará a cabo una breve descripción de los principales componentes de un aerogenerador marino y de su funcionamiento. Se puede subdividir en: góndola, rotor, torre, protección contra la corrosión y piezas de transición.

5.2.2.1. Góndola

Contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo el multiplicador y el generador eléctrico. Puede girar en torno a la torre para poner a la turbina encarada al viento. Está diseñada para que el personal del servicio pueda entrar a realizar sus operaciones de mantenimiento.

La misión principal de la góndola es la de proteger todos los equipos y componentes de las inclemencias del viento, a la vez que aísla acústicamente el exterior del ruido generado por la maquinaria.

La capota de la góndola está fabricada en material compuesto y se encuentra unida al chasis sobre el que se montan todos los componentes. Suele estar constituida en un 30 % de fibra de vidrio y en un 70% de poliéster. Dispone de tomas de aire para la refrigeración, trampilla, pararrayos, anemómetro y veleta. La superficie exterior está protegida con gelcoat de alta calidad y productos anticorrosivos que los protege de la elevada humedad del emplazamiento.

El chasis es partido en dos: la parte frontal soporta y transmite las cargas del rotor y el tren de potencia y en la parte posterior, que se encuentra en voladizo, descansa el generador, los armarios de potencia y los equipos auxiliares.

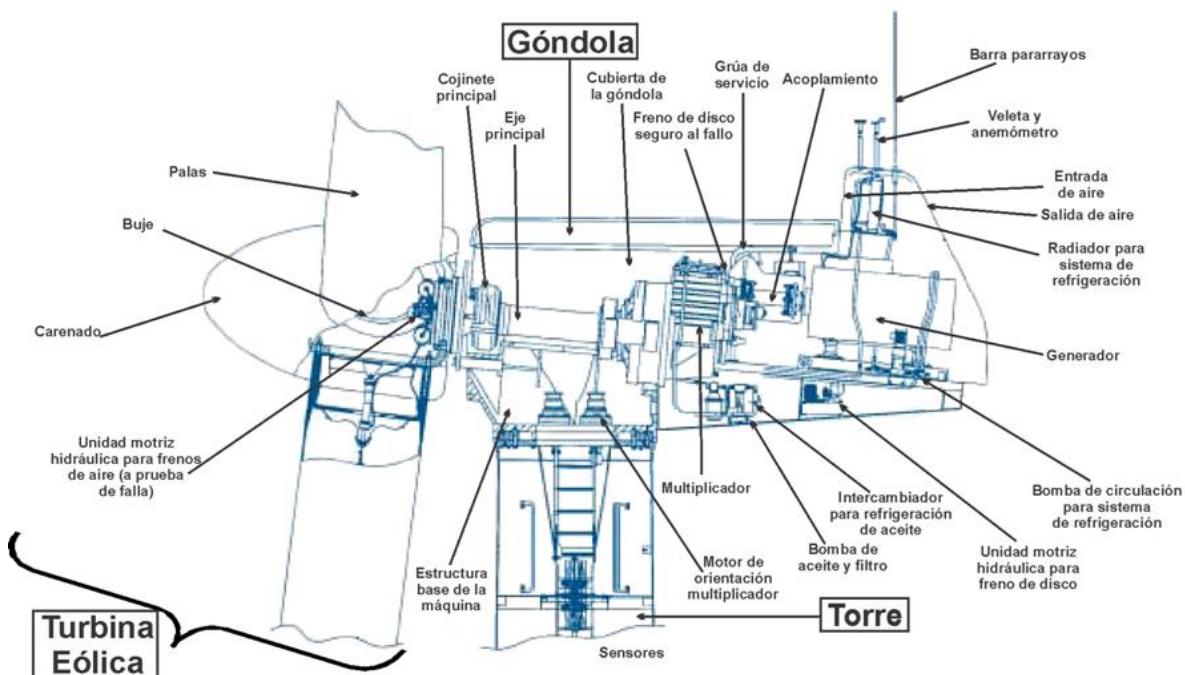


Ilustración 15. Elementos de un aerogenerador

Caja multiplicadora

Se encarga de adecuar la baja velocidad de giro de la turbina, sobre 12-16 rpm, a la velocidad requerida por el generador eléctrico, sobre unos 1500 rpm en un generador de 50 Hz y 4 polos. Suele estar constituida por tres etapas planetarias, o bien por dos etapas planetarias y una de ejes paralelos. Las principales funciones de la multiplicadora son:

- Transmitir la potencia de giro del rotor al generador para producir energía eléctrica.
- Traducir el par de fuerza del rotor en un aumento de las revoluciones.
- Multiplica las revoluciones dependiendo del diámetro del rotor. Mayor ratio de rotor implica un mayor ratio de transformación.

La caja multiplicadora debe estar siempre perfectamente lubricada para su correcto funcionamiento. El aceite se debe conservar en buen estado por lo que debe ser filtrado y refrigerado o calentado para que no pierda propiedades.

Generador eléctrico

El generador eléctrico tiene encomendada la misión de transformar la energía mecánica de rotación de las palas en energía eléctrica generando una corriente alterna trifásica. Los grandes fabricantes proporcionan modelos de generadores de 50 y 60 Hz y de 4 ó 6 polos. La utilización de estos generadores, de velocidad relativamente alta, tiene como objetivo la reducción de tamaño, peso y costes. Existen diferentes tipos dependiendo del diseño del aerogenerador. Pueden ser síncronos o asíncronos, jaula de ardilla o doblemente alimentados, con excitación o con imanes permanentes.

Transformador

El transformador de baja a media tensión se encuentra ubicado, por lo general, en un compartimento separado en la parte baja de la torre o bien en la parte trasera de la góndola. En el primario del transformador (baja tensión) la conexión es de tipo estrella, con el punto de estrella conectado a tierra. En cambio en el secundario (media tensión) la tensión suele ser de triángulo.

Sistema de frenado

Las turbinas eólicas están equipadas con sistemas de seguridad muy avanzados ya que son los encargados de disminuir la velocidad del rotor o pararlo en caso de demasiado viento o alguna anomalía en el funcionamiento del aerogenerador. Suele estar equipado con dos sistemas de frenado independientes: aerodinámico por variación del ángulo de ataque de las palas y mecánico de discos montado en el eje de alta velocidad, se activan hidráulicamente y se interrelacionan para detener la turbina en todas las condiciones de funcionamiento. En una parada normal, actúan primero los frenos aerodinámicos de las alas y cuando la velocidad de la hélice se ha reducido a los valores predeterminados, actúa el freno de disco hasta lograr la parada total.

Sistema de orientación

Se encarga de orientar el aerogenerador para conseguir un mejor aprovechamiento de la energía del viento de manera perpendicular a la dirección de éste. Generalmente la góndola puede rotar sobre un eje vertical coincidente con el eje de la torre. Hoy en día este proceso es de control electrónico sobre uno o varios motores eléctricos que se encargan del giro a partir de la información recibida de las veletas instaladas en la parte superior de la góndola.

Por otro lado, las palas también se orientan para un mayor aprovechamiento e incluso se pueden color de manera que el viento no produzca el giro en casos de parada debido a las altas velocidades del viento o de revisiones, etc.

Todos los mecanismos necesarios para realizar estos movimientos están en el interior de la góndola y están protegidos frente al agua, suciedad y polvo.

Sistema de refrigeración y aire acondicionado

Si la temperatura del aire en el interior de la góndola supera un determinado nivel se debe refrigerar para un correcto funcionamiento gracias a un intercambiador "radiador". Es crítico sobre todo el generador y el transformador.

5.2.2.2. Rotor

El rotor constituye el sistema de captación de energía y es el elemento más importante de las máquinas eólicas. Por lo general está orientado a barlovento y posee un sistema activo de orientación. Está formado principalmente por las palas y un buje que transmite el movimiento de rotación al eje que conecta con la caja multiplicadora.

Dependiendo del aerogenerador, podrá disponer de un sistema de palas de paso variable o de paso fijo. En el caso de las de paso variable permitirá modificar su orientación en función del viento para conseguir de esta forma siempre el máximo rendimiento.

Los parámetros geométricos que determinan el diseño óptimo son:

- Solidez: es la relación en % de la superficie en planta de las palas respecto al área de barrido de la turbina
- Relación de aspecto: cociente entre el radio de la pala al cuadrado y la superficie en planta de las palas
- Relación de cuerdas: es el cociente entre la cuerda en punta y la cuerda en raíz.
- Espesor relativo: es el cociente entre el espesor del perfil respecto de la cuerda.

Existe un sistema hidráulico que sirve para proporcionar una presión suficiente para controlar las aspas y parar la turbina en caso de fallo en la red o aparición de fugas.

Las palas suelen ser de construcción mixta, es decir que tiene elementos metálicos en las zonas más cercanas al buje y fibra de carbono en las zonas de la punta de la pala. El interior de la pala está formado por un entramado estructural distribuido en cuadernas. Las palas están hechas de fibra de vidrio epoxi y fibra de carbono.

El rodamiento de pala consta de un doble cojinete de bolas de cuatro puntos atornillador en el buje de la pala. Cada aspa cuenta con un sistema integrado de protección contra rayos mediante unos receptores en la punta de la pala y un cable conductor de cobre dentro de la hoja.

5.2.2.3. Torre

La torre del aerogenerador soporta la góndola y el rotor, además sirve de acceso al personal de servicio hasta la góndola. Además también transmite las cargas a las cimentaciones y al suelo, permite canalizar el cableado y hace de conexión a tierra.

Las torres más utilizadas en los parques offshore son de acero, muy pesadas, con bridas en cada junta de los extremos y unidas con pernos "in situ". Con el fin de adaptarse a los valores de los momentos flectores que han de soportar, ahorrando de esta manera material, las torres suelen ser tronco-cónicas (diámetro creciente hacia la base).

La altura de la torre tendrá que ser la suficiente para que las olas no choquen con las palas para evitar daños en estas tanto por corrosión como por esfuerzos mecánicos indebidos. Esto normalmente se traduce en una altura equivalente a un semidiámetro del rotor más la altura máxima de la ola prevista en la zona.

5.2.2.4. Protección contra la corrosión

Todas las piezas de la máquina están protegidas contra la corrosión mediante un revestimiento especial múltiple. Los componentes con una dependencia particular de las condiciones meteorológicas, como el rotor, tiene una protección adicional con pulverización metalizada de zinc.

5.2.2.5. Piezas de transición

La pieza de transición permite el acoplamiento entre la estructura de soporte y la torre del aerogenerador. La unión entra la pieza y la estructura se realiza mediante lechada de cemento, evitando la corrosión y la humedad.

Las piezas de transición tiene la importante misión de corregir las desviaciones que, con respecto a la vertical, suelen presentar las estructuras soporte. Estas estructuras, de fabricación metálica y tubular, están provistas de una plataforma dotada de barandilla y de una escalera de accesos al aerogenerador. Estas piezas suelen medir entre 20 y 25 metros y pesar sobre 150 toneladas.

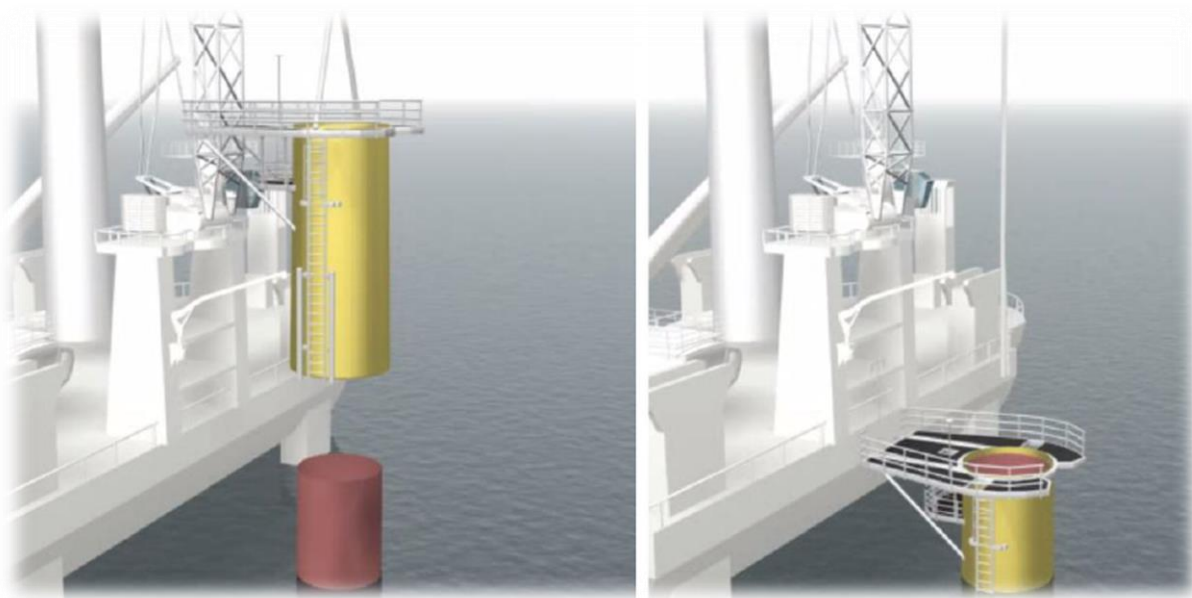


Ilustración 16. Instalación de la pieza de transición

5.2.3. Características especiales en medio marino

No hay que olvidar que el entorno marino es especialmente agresivo y reúne ciertas condiciones para las que los aerogeneradores deben estar preparados. Es por ello que existen una serie de características que distinguen a los aerogeneradores empleados para parques terrestres de los utilizados en proyectos offshore. A continuación se describen las diferencias más significativas:

- Los aerogeneradores deben ser especialmente robustos y fiables, con el fin de maximizar su disponibilidad. Esto resulta fundamental debido al difícil acceso y a la necesidad de una meteorología adecuada, lo que alarga notablemente los tiempos y costes de reparación y, en consecuencia, las pérdidas por indisponibilidad se disparen.
- Con el mismo fin, es necesario también la implementación de redundancias en los principales sistemas de actuación, sonorización y protección. Asimismo es de vital importancia para este aspecto la modularidad de los componentes.
- Los sistemas de sellado y control de humedad son fundamentales, para permitir al aerogenerador funcionar ajeno al ambiente exterior.
- Los ánodos de sacrificio son imprescindibles a la hora de proteger al aerogenerador contra la corrosión, que duren toda su vida útil.
- El aerogenerador debe de contar con un correcto balizamiento tanto aeronáutico (luces de obstrucción) como marino (luces de obstrucción, reflectores de radar, marcación visible en la estructura, bocinas antiniebla, etc.)
- Estructuralmente, se deben revidar el rango de frecuencias propias del aerogenerador y del conjunto aerogenerador-estructura soporte.
- El aerogenerador debe ser capaz de tolerar mayores vibraciones y oscilaciones.

A día de hoy, únicamente existe una norma específica exigible para aerogeneradores marinos. Es la denominada IEC 61400-3 y aplica todo lo referente a los parámetros de diseño de estos. Además de esta norma, se exige el conjunto de normativa internacional que aplica para todo tipo de aerogeneradores.

5.2.4. Elección del aerogenerador

Existe una amplia variedad de fabricantes de aerogeneradores a nivel mundial. Actualmente ninguno de ellos se dedica exclusivamente al diseño de máquinas offshore, sin embargo, sí que algunos tecnólogos han desarrollado tecnología específica para los emplazamientos marinos. En la Ilustración 17 aparecen representados los principales fabricantes del sector junto con su cuota de mercado y los MW instalados en 2014.

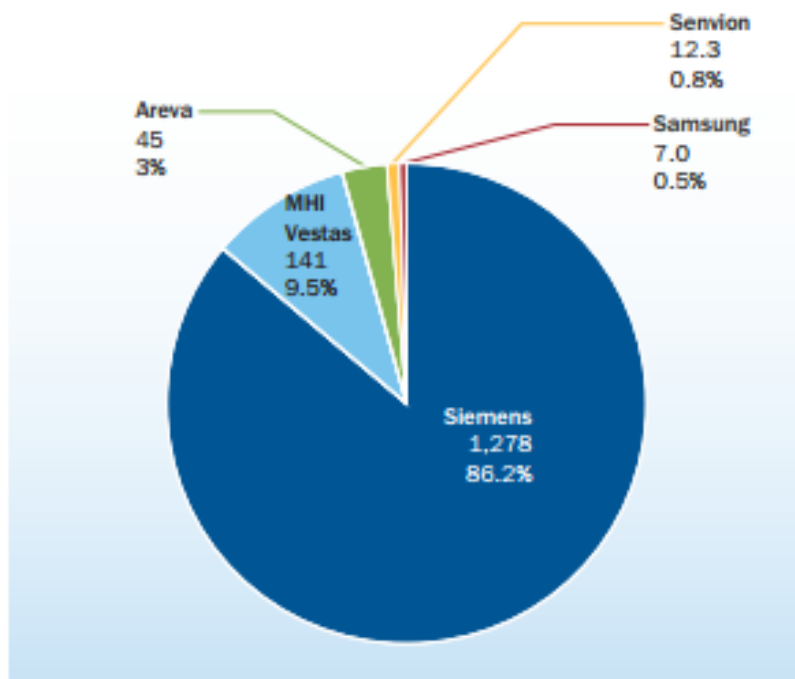


Ilustración 17. Principales fabricantes de aerogeneradores marinos en 2014. Fuente: EWEA

Se puede ver como Vestas y Siemens son los dos fabricantes que dominan el mercado actualmente. Aunque por otro lado también tenemos otros fabricantes como Areva o Senvión que tienen varios parques en construcción a día de hoy.

En cuanto a los modelos de aerogeneradores más instalados hasta la fecha están los modelos Siemens SWT-3.6 MW, Vestas V-90 y V-80, y Siemens 2.3 MW.

Tabla 2. Aerogeneradores marinos implantándose a Diciembre de 2014

Fabricante	Potencia nominal (MW)
Areva	5.0
Siemens	3.6
Siemens	4.0
Siemens	6.0
Senvión	6.15
Vestas	3.0
Vestas	3.3
Vestas	8.0

Pero además cada vez se diseñan aerogeneradores más potentes para adaptarse al mercado actual, y varias máquinas de estas nuevas máquinas probadas comercialmente y que empezarán a implantarse a corto plazo son las que se recogen en la Tabla 3.

Tabla 3. Nuevos aerogeneradores probados comercialmente

Fabricante	Potencia nominal (MW)
Alston	6.0
Areva	5.0
Gamesa	5.0
Siemens	3.6
Siemens	4.0
Siemens	6.0
Senvión	6.15
Vestas	3.0
Vestas	3.3
Vestas	8.0

A la hora de elegir el tipo de aerogenerador, se debe tener en cuenta el tipo de viento según la norma IEC en la que se establece las clases del viento en función de la velocidad media del viento y el tipo de turbulencia.

La comisión electrotécnica internacional (IEC) crea y publica estándares para las turbinas eólicas acerca de componentes eléctricos y electrónicos. El IEC 61400 trata concretamente con generadores de las turbinas de viento. Las clases de turbinas dependen fundamentalmente de tres parámetros: la velocidad del viento comportamiento con 50 años de ráfaga extrema y la turbulencia.

La tabla mostrada a continuación explica los anteriores parámetros:

Tabla 4. Parámetros para cada clase de aerogeneradores

Clase de aerogenerador	I	II	III	IV	S
V _{ref} [m/s]	50	42,5	37,5	30	Según diseñador
V _{media} [m/s]	10	8,5	7,5	6	
Categoría A, I ₁₅	0,18				
Categoría B, I ₁₅	0,16				

Siendo V_{ref} la velocidad promedio en 10 minutos con periodo de retorno de 50 años.

Atendiendo a los estándares mostrados en la tabla, las características del viento en la ubicación del parque se acercan más a la clase IIA debido a la velocidad media del viento a la altura del buje que se aproxima a los 8,5 m/s. Por otro lado, la turbulencia que se define como la desviación estándar de la velocidad del viento a partir de los 15 m/s, se acerca más a las características de la clase A.

Además de tener en cuenta esto, se han realizado estudios que sacan como conclusión que "más grande no es siempre mejor". Por lo que, aunque a día de hoy se está avanzando en turbinas con una gran potencia, en nuestro caso que la velocidad media no es excesivamente elevada como puede ser en el Mar del Norte, es preferible escoger un aerogenerador con una potencia media que se adapte bien a nuestras condiciones.

El gran problema que nos encontramos en el mercado actual de turbinas offshore es que, al estar la mayoría de los parques eólicos marinos instalados en zonas de clase I, prácticamente no existe mercado para turbinas offshore de clase II.



Ilustración 18. Mapa zonas con viento clase II

Por ello, una empresa finlandesa llamada Mervento puso en el mercado unas turbinas especialmente para este tipo de características.

Teniendo en cuenta todo esto la turbina elegida es la **Mervento 3.6-118**. La potencia generada en condiciones nominales por cada uno de estos aerogeneradores es de 3,6 MW y el diámetro del rotor es de 118 metros.

A continuación se muestran las especificaciones técnicas, que también las podemos encontrar en el Anexo IV:

MAIN SPECIFICATION		TOWER	
Rated electrical power (1)	3.6 MW	Hub height	90 m / 125 m
Cut-in wind speed (2)	4 m/s 10 seconds mean	Material	Steel
Rated wind speed (2)	< 11.5 m/s	ELECTRICAL SPECIFICATION (TYPICAL VALUES)	
Cut-out wind speed (2)	25 m/s 10 seconds mean	Generator type	Direct drive permanent magnet excited synchronous generator
Wind class	IEC IIA	Generator voltage	3.9 kV
Reference wind speed	42.5 m/s 10 minutes mean	Power converter	Full power 4Q IGCT
Maximum annual average wind speed (2)	8.5 m/s	Nominal output voltage	20 / 33 kV
Turbulence intensity (3)	0.16	Nominal frequency	50 / 60 Hz
Operating temperature range	- 30°C ... + 40°C	Nominal power voltage range	- 10 % ... + 5 %
ROTOR		Power factor range	- 0.95 ... + 0.95
Rotor blade material	Glass fibre reinforced epoxy resin	Fault Ride Through	4 second at rated power
Rotor blade length	57 m	TURBINE CONTROL	
Diameter	118 m	Turbine control	MTC Mervento Turbine Controller
Rotational speed	5.8-12.6 rpm	Power control	Variable speed, pitch control
Power coefficient at rated wind sp.	0.40	Pitch control	M3DH Mervento 3D Hydraulic
Power coefficient maximum	0.49	Yaw control	MAH Mervento Active Hydraulic
Mechanical brake	Hydraulic, hub mounted low speed brake disc	SCADA and remote control	MOI Mervento Operator Interface
Aerodynamic brake	Blade individual hydraulic feathering	Reporting system	MRS Mervento Reporting System
Cyclic pitch	MCP Mervento Cyclic Pitch	Condition Based Maintenance	MCBM Mervento CBM

(1 At turbine terminals, sea level, 15°C, rated wind speed (2 At hub height (3 Characteristic value of the turbulence intensity, at wind speed 15 m/s, 10 min average

Ilustración 19. Especificaciones técnicas de la turbina Mervento 3.6-118. Fuente: Mervento

El esquema simplificado del generador es el que se muestra en la Ilustración 20.

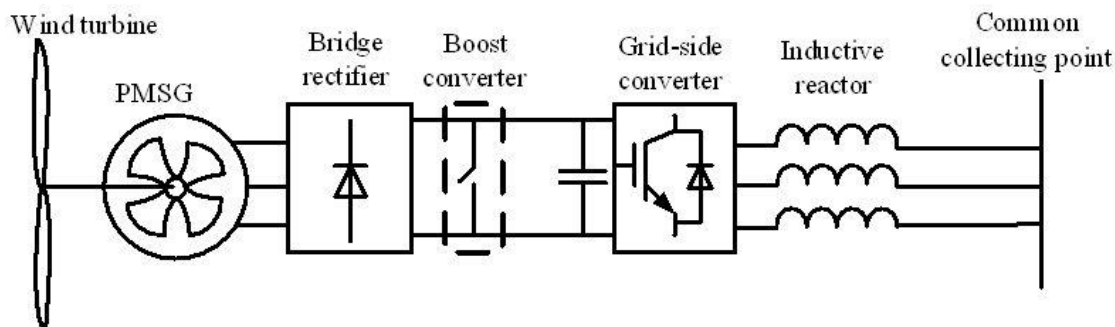
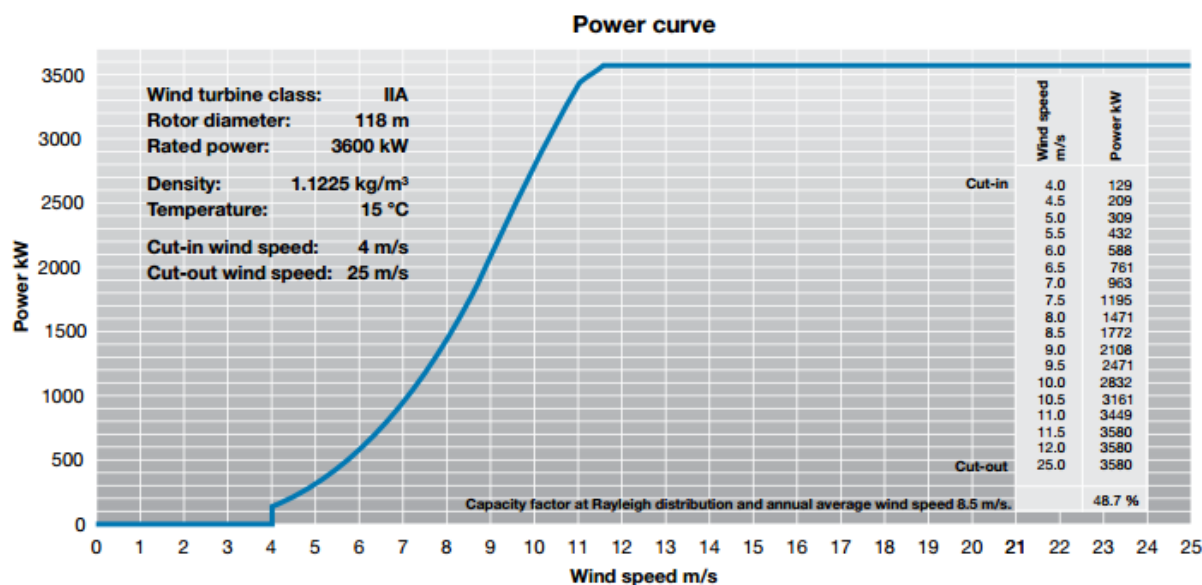


Ilustración 20. Esquema simplificado del generador síncrono de imanes permanentes

La turbina Mervento 3,6-118 está diseñada tanto para emplazamientos cercanos a la costa como para emplazamientos offshore. Sus soluciones innovadoras aumentan la producción de energía que resulta en mayores ingresos. La alta disponibilidad, los costes de operación y mantenimiento bajos, así como una larga vida útil, garantizan un rápido retorno de la inversión.

Su curva de potencia es la que se muestra en la Ilustración 21.



The power curve is based on analytic calculations and is valid for 15°C, air density $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$. It incorporates the turbine step-up transformer (20 kV) and own energy consumption.

Ilustración 21. Curva de potencia Mervento 3.6-118. Fuente: Mervento

A partir de los datos referentes a las curva de potencia podemos calcular la producción de energía para cada aerogenerador, como se verá en el apartado siguiente.

5.3. Evaluación del recurso eólico

El estudio del recurso eólico tiene como objetivo conocer el nivel de potencial eólico disponible en la ubicación elegida. También proporciona información sobre el viento predominante para así proyectar la disposición de los aerogeneradores. Además se evaluará la producción energética media esperada en dicho lugar.

El procedimiento a seguir y los cálculos se reflejan en el Anexo II del presente trabajo.

Para analizar el viento en el área donde se situará el parque se ha recurrido al Atlas Eólico proporcionado por el IDAE. A partir de estos datos podemos obtener las distribuciones correspondientes a la frecuencia y a la velocidad media en función de la dirección del viento a una altura de 80 metros:

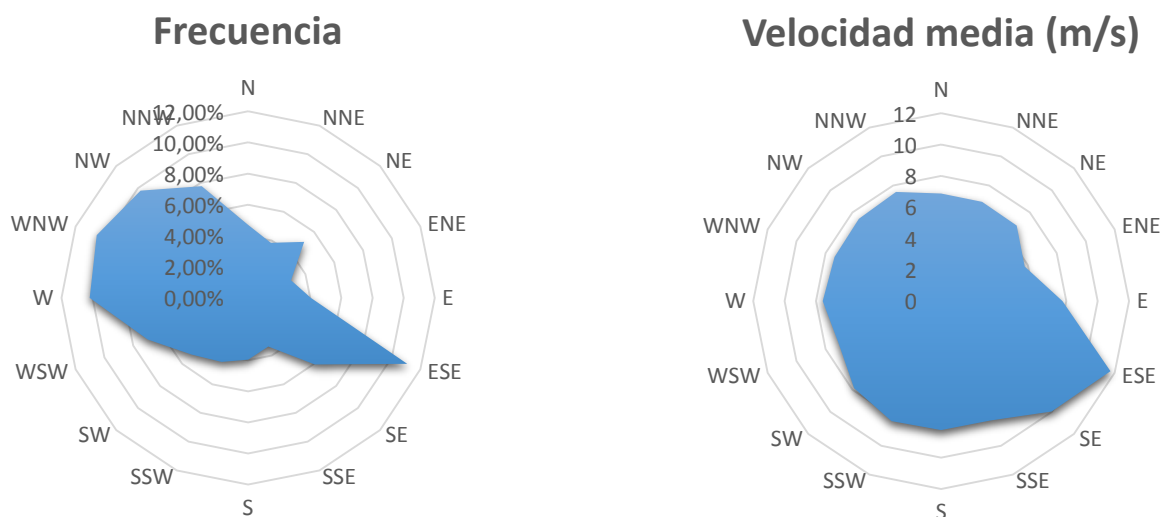


Ilustración 22. Distribución de la frecuencia y la velocidad media del viento

En base a los datos recopilados, y con la ayuda de la herramienta que nos proporciona la DWIA (Danish Wind Industry Association) para el cálculo de distintas variables referentes a la energía eólica, se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5. Datos del viento en el emplazamiento a 90 metros de altura

Parámetro de forma de Weibull (K)	2,14
Velocidad media del viento a 90 m	8,13 m/s
Clase de rugosidad	Clase 0

Tabla 6. Resultados de la potencia de un aerogenerador

Resultados de la potencia de salida en el emplazamiento		Resultados de la potencia de salida de la turbina	
Potencia de entrada	579 W/m ² de área de rotor	Potencia de salida	147 W/ m ² de área de rotor
Máxima potencia de entrada a	12,5 m/s	Energía producida	1289 kWh/m ² /año
Velocidad media a la altura del buje	8,1 m/s	Energía producida	14092002 kWh/año
		Factor de carga	45

A partir de estos resultados y teniendo en cuenta la cantidad de aerogeneradores y las pérdidas que va a tener el parque, se ha calculado la energía neta esperada (Tabla 7).

Tabla 7. Energía bruta, pérdidas y energía neta del parque

Energía bruta	281840040 kWh/año
Pérdidas por no disponibilidad (3%)	8455201,2 kWh/año
Pérdidas por el efecto parque (5%)	14092002 kWh/año
Pérdidas eléctricas (3%)	8455201,2 kWh/año
Energía neta	250837635,6 kWh/año

La energía neta esperada en todo el parque a lo largo de un año asciende a **250,84 GWh**.

Las horas equivalentes son de 3483,856 horas/año.

5.3.1. Disposición de los aerogeneradores

Ahora que ya sabemos la potencia nominal de los aerogeneradores, la ubicación del parque eólico y la dirección del viento predominante en esa zona, podemos trazar un esquema de cómo van a estar colocados los aerogeneradores en el mar.

Para cumplir con los requisitos que nos establece el Real Decreto, necesitamos mínimo 14 aerogeneradores para llegar a los 50 MW de potencia instalada. Así pues, se ha decidido colocar un total de 20 aerogeneradores de 3,6 MW cada uno, lo que representa una potencia total del parque marino de 72 MW.

Por otro lado tiene que haber una separación mínima entre aerogeneradores ya que si no aparecen unas pérdidas por apantallamiento. En estas pérdidas influye lo que se denomina la sombra que un aerogenerador provoca sobre el aerogenerador que le sigue. Esto lo provoca la conocida estela aerodinámica. Una turbina que se encuentre detrás de otra podrá extraer menos energía por ser la velocidad menor debido a la estela que se forma, o dicho de otra manera, por la sombra aerodinámica de una turbina sobre otra. Lo expuesto ocurre en los parques eólicos donde la interferencia de una turbina sobre otra trae como resultado una disminución de la energía extraída.

En resumen, cuando existe un viento con una dirección predominante, en general se recomienda una distribución en filas alineadas, con separación transversal (perpendicular a la

del viento dominante) entre turbinas de tres a cinco veces el diámetro del rotor, y de cinco a nueve veces el diámetro del rotor en dirección del viento dominante.

Como se ha visto en el estudio del recurso eólico, la dirección predominante es el Estesudeste, ESE. Esto implica que los aerogeneradores estarán colocados en la dirección perpendicular a esta, es decir, en dirección Nornordeste, NNE. Y teniendo en cuenta que la separación entre esto va a ser de:

- Cuatro diámetros de rotor en el eje perpendicular a la dirección principal del viento, ESE.
- Ocho diámetros de rotor en el eje paralelo a la dirección principal del viento.
- Separación de 200 metros de la subestación eléctrica hasta la línea que forman la primera fila de aerogeneradores.

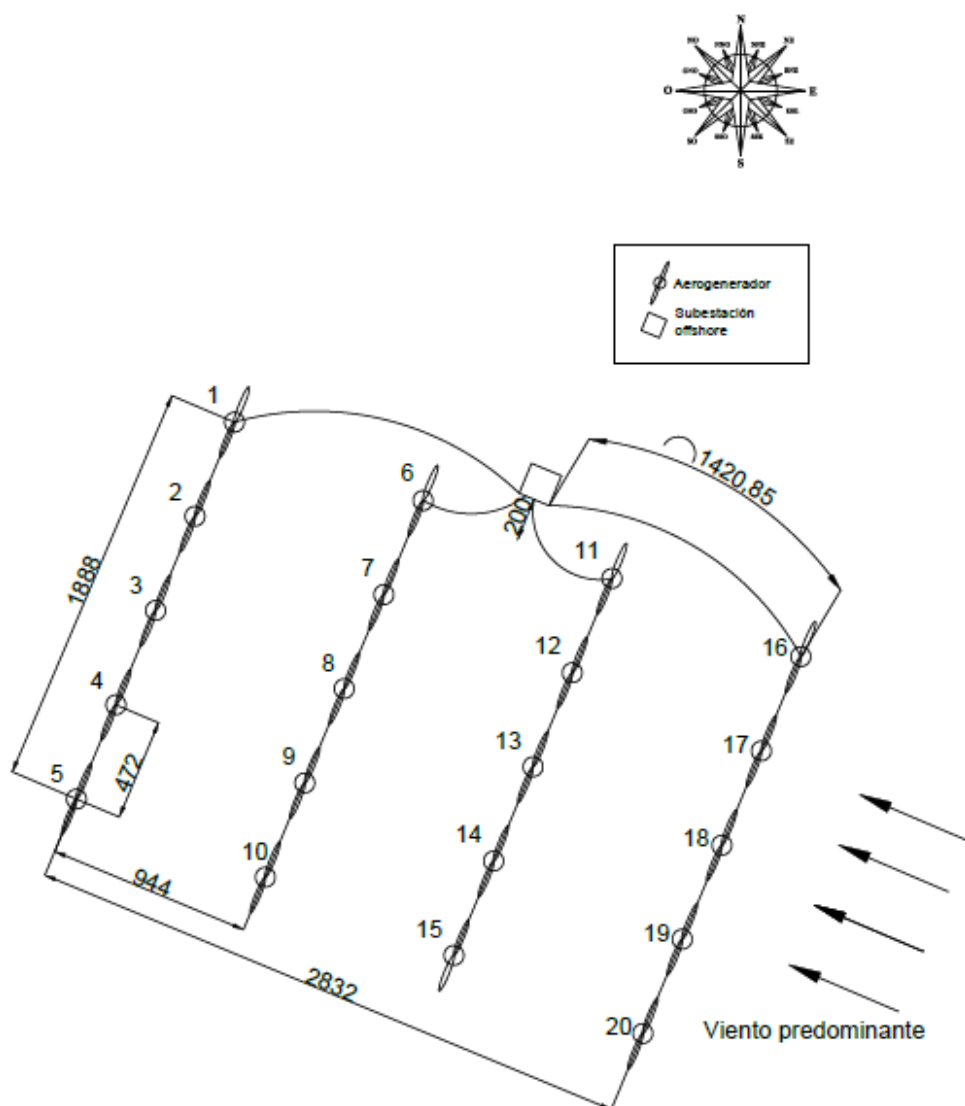


Ilustración 23. Distribución del parque

Se ocupa una superficie total de unos 5,77 km².

Y como como información, tenemos las coordenadas de los extremos de las superficie que abarca el parque eólico, como se muestra en la imagen y en la tabla siguientes:

Tabla 8. Coordenadas de la superficie del parque eólico

Punto	Coordenadas geográficas	Coordenadas UTM (HUSO 29)
A	36°35'31.17"N 6°29'25.14"O	X 724520.123 m Y 4052610.157 m
B	36°34'55.18"N 6°27'39.48"O	X 727175.637 m Y 4051569.882 m
C	36°33'53.59"N 6°28'11.60"O	X 726427.167 m Y 4049650.48 m
D	36°34'28.44"N 6°29'56.30"O	X 723795.973 m Y 4050656.492 m

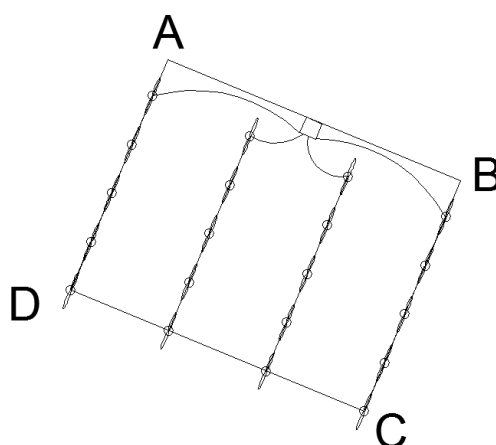


Ilustración 24. Puntos referencia para las coordenadas del parque

5.4. Tipo de plataforma y cimentación

Uno de los puntos más críticos de todo aerogenerador, y especialmente de los offshore, es la estructura de soporte. De ella dependerá que el aerogenerador sea capaz de resistir las cargas y esfuerzos impuestos por su entorno, debido principalmente a las olas y el viento. Es uno de los principales problemas de los parques offshore y donde se originan gran parte de los costes.

Las estructuras offshore pueden ser fijas al lecho marino o flotantes, y la función principal para la que fueron concebidas es la exploración y producción de gas y petróleo, aunque les han ido surgiendo otras funciones como la instalación de helipuertos, estaciones eléctricas, turbinas o de soporte para aerogeneradores.

A pesar que la función de una cimentación es la misma en mar que en tierra, existen marcadas diferencias entre ellas, por la agresividad del medio marino. Esta agresividad afecta tanto en la fase de diseño, ya que las acciones a las que se enfrenta la estructura son de mayor magnitud e importancia que en tierra, como en la fase de construcción y de mantenimiento puesto que en el mar las condiciones climáticas lo condicionan todo.

El mercado de la energía eólica marina es un mercado moderno y poco maduro, lo que implica que la experiencia relativa a cimentaciones de aerogeneradores, subestaciones transformadoras y torres meteorológicas en el mar sea escasa. Por ello hay que apoyarse en el mercado petrolífero offshore que lleva muchos años de investigación.

Existe una gran variedad de soluciones constructivas, principalmente en función de la profundidad a la que se encuentra el fondo marino. Una clasificación sería la que sigue:

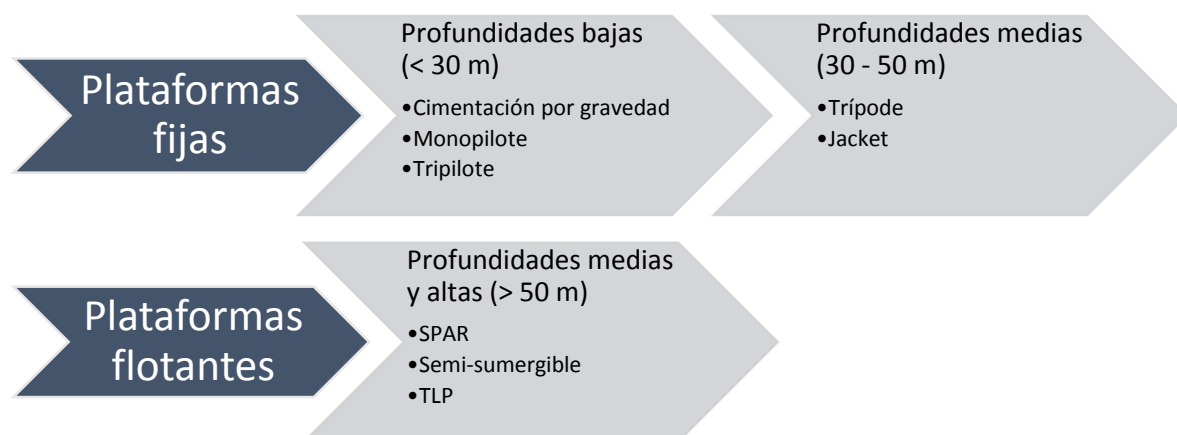


Ilustración 25. Clasificación estructuras según profundidades

Para verlo de una manera más visual, tenemos la Ilustración 26.

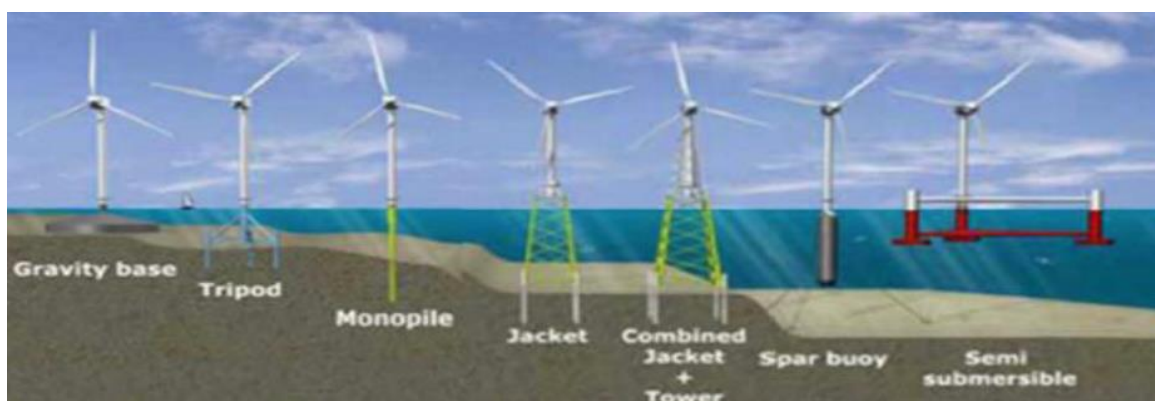


Ilustración 26. Tipos de anclaje según la profundidad

La amplia plataforma continental del norte de Europa, con profundidades inferiores a 35 m hasta varios kilómetros mar adentro, hace posible que se puedan construir parques eólicos marinos a grandes distancias de la costa, donde el impacto visual es prácticamente nulo, con plataformas fijas. No es éste sin embargo el caso de España, donde a una distancia de apenas 2 km de la costa, nos encontramos con profundidades de 50 m o superiores, que hacen inviable económicamente la instalación de aerogeneradores cimentados sobre el fondo. Pocas zonas (delta del Ebro y Andalucía, principalmente) son aptas para el despliegue de la tecnología fija.

El tipo de cimentaciones más instaladas en la actualidad son las monopilote (aproximadamente un 70 %) seguidas de las cimentaciones por gravedad (sobre 25 %).

A continuación se detallarán más cada una de las plataformas antes citadas.

5.4.1. Estructuras fijas

Por gravedad

La cimentación por gravedad consiste en un gran bloque de hormigón en el cual va unida la estructura del aerogenerador. Al principio el bloque está vacío por el interior, por lo que flota. El bloque es arrastrado hasta el punto de instalación y allí es llenado con arena, hormigón y grava consiguiendo así asentarlo en la base del fondo marino. Debido al gran peso del conjunto del bloque, este es capaz de soportar los esfuerzos impuestos por las olas y el viento que actúan sobre la estructura.

Para que la base no se mueva y quede bien asentada, se tendrá que preparar el fondo marino para que se acepte la estructura.

Sistemas como este ya se han utilizado para puentes y en algunos aerogeneradores para calados menores de 10 metros. El coste de estos es elevado, aunque en los últimos años se ha conseguido reducir bastante debido a modificaciones en su construcción.

Últimamente se ha estado experimentando con bases de acero ya que son más ligeras a la hora de transportarlas, además de que sus costes de fabricación son menores.



Ilustración 27. Aerogenerador con cimentación por gravedad

Monopilote

Consiste en un diseño simple en el que la torre del aerogenerador es soportada por un pilote hincado directamente al suelo o mediante una pieza de transición. Mediante su penetración en el terreno consigue transferir los esfuerzos a éste. Al ser una estructura tan simple no es necesario ningún método específico de fabricación.

Comparado con el sistema anterior este tiene un impacto ambiental mínimo y localizado. La mayoría de aerogeneradores de pequeño y mediano tamaño en aguas poco profundas son soportados utilizando este método. Además no suelen dar problemas de corrosión.

Un aspecto a tener en cuenta es que, en función de las características del suelo marino y de su profundidad, serán necesarias unas u otras técnicas para asegurar la firmeza del soporte.

La sección mínima de este soporte vendrá determinada por los mínimos requisitos de resistencia y fatiga que tiene que cumplir debido a las condiciones dinámicas. A mayor profundidad, mayor tendrá que ser la sección, por lo que para calados profundos (>30m) este sistema no será válido.

Entre los inconvenientes se destaca la necesidad de grúas especiales y pilotaje pesado por lo que son estructuras difíciles de reemplazar.



Ilustración 28. Estructura monopilote

Trípode

Consiste en un trípode que soporta la estructura principal bajo el agua. El trípode tiene tres pilotes pequeños que van anclados en el suelo marino impidiendo así su movimiento.

La ventaja de este sistema es que, aparte de tener que llenar con lechada el cilindro central del soporte, no es requerida ninguna preparación del lecho marino para su instalación. El problema es que no es apropiada para lechos marinos rocosos y su instalación es cara y difícil de reemplazar.

Este sistema puede ser utilizado para calados de transición a partir de los 20 metros. En caso de calados poco profundos tiene el problema de que los buques de servicio y mantenimiento chocan con la estructura.

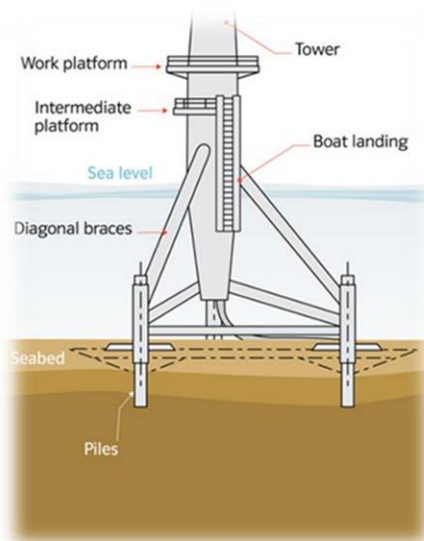


Ilustración 29. Esquema estructura trípode

Jacket

Este sistema es similar al de una típica torre de alta tensión. La base es fijada en el suelo mediante tres o cuatro pilotes pequeños de la misma forma que en el caso anterior.

Tanto esta estructura como la trípode son instalaciones metálicas formadas por tubos de metro y medio de diámetro y encuentran su inspiración en los soportes petrolíferos.

También, al igual que en el caso anterior, tendrá las mismas ventajas e inconvenientes por lo que respecta al proceso de colocación, problemas para calados poco profundos y calados de aplicación ya que la estructura se transporta y se instala de una sola pieza y se necesitan barcos especiales.

El calado óptimo de esta estructura, al igual que la trípode, se encuentra entre los 20 y 50 metros. El límite superior viene dado por la optimización económica ya que han sido probadas en calados superiores obteniendo resultados satisfactorios.

La ventaja principal de este sistema es la reducción del acero necesario a la hora de realizar la construcción en comparación con los otros sistemas, con lo que con una menor cantidad de material se conseguirían resistencias parecidas.

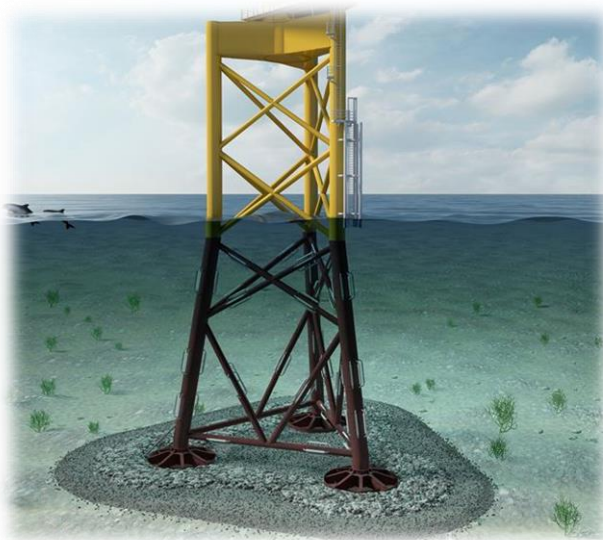


Ilustración 30. Estructura jacket

5.4.2. Estructuras flotantes

Hasta ahora todas las estructuras que se han visto han sido fijas en el lecho marino, pero llegados a una cierta profundidad estas estructuras no son rentables ya sea técnica o económicamente. Por ello aparecen las estructuras flotantes, que aún están en fase de desarrollo. Estas estructuras flotantes estarían formadas por una serie de cables en tensión unidas a la superficie del fondo marino mediante varios fondeos. Con este sistema las unidades flotantes podrían alcanzar profundidades de hasta 1000 metros, por lo que amplía considerablemente los emplazamientos posibles hacia zonas más alejadas de la costa, reduciendo el impacto ambiental.

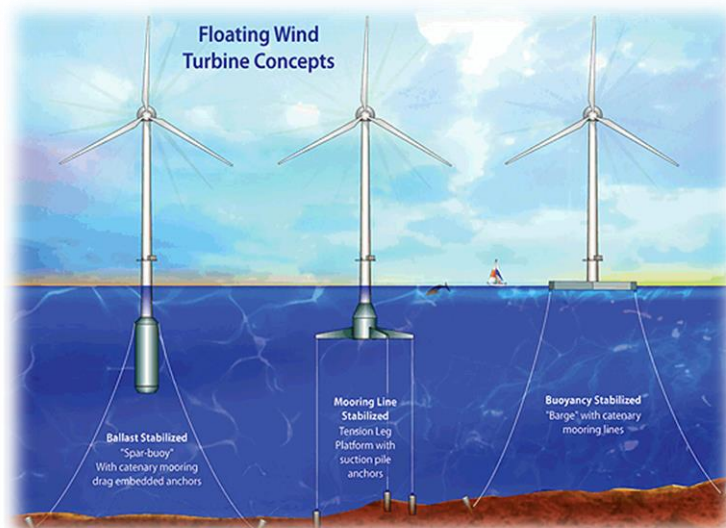


Ilustración 31. Estructuras flotantes

Aunque actualmente no hay ningún parque marino con este tipo de plataformas, se cree que estas plataformas pueden competir económicamente con las soluciones actuales para aerogeneradores offshore. Este concepto puede abrir nuevas áreas de utilización de energía y un nuevo mercado para este tipo de tecnología.

Para nuestro emplazamiento no será necesario recurrir a ninguna de estas plataformas flotantes, ya que la profundidad varía entre los 37 y 45 metros.

5.4.3. Costes de las plataformas

Estudiados todos los tipos posibles de plataformas y cimentaciones lo único que nos queda por sopesar es el coste de la instalación. Según un estudio realizado por Garrad Hassan en 2011, los costes de los diferentes tipos de cimentación en función de la profundidad a la que se encuentran varían tal y como muestra la Ilustración 32.

Foundation Cost Feasibility

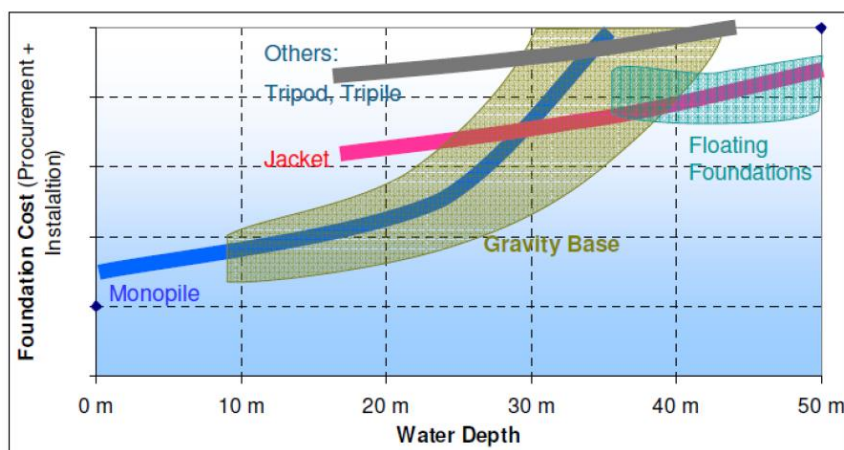


Ilustración 32. Variación del coste de la estructura en función de la profundidad. Fuente: Garrad Hassan

Para profundidades pequeñas, el tipo de cimentación acertado sería con monopilote o con base por gravedad. Los costes con monopilotes empiezan a crecer más rápidamente a partir de los 25 metros, y para profundidades mayores de 30 metros habría que elegir una estructura metálica tipo jacket, ya que los costes de la cimentación con monopilotes se disparan. Para grandes profundidades, en alta mar, la única opción que se contempla es la instalación de plataformas flotantes, que irían ancladas al fondo marino para evitar su desplazamiento.

Posiblemente, el mayor desafío de las instalaciones mar adentro sigue siendo reducir los costes de las cimentaciones. Por todo ello, la mejor estructura en este trabajo será la de una estructura jacket. Además hoy en día, la empresa Navantia en su sede de Fene está fabricando este tipo de estructuras para el parque eólico marino alemán "Wikingen".

5.4.4. Instalación de la plataforma y el aerogenerador

Como ya se ha comentado, la estructura elegida es la de tipo Jacket.

La instalación de una jacket consiste en el izado a bordo, amarre para el transporte marítimo y transporte de la estructura hasta el emplazamiento de la instalación, colocación de la jacket en el lecho marino y la consecución de una estructura estable de acuerdo con los planos de proyecto y normas.

Una vez llegado al sitio donde se va a instalar, se tiene que retirar la jacket de la barcaza. Por lo general se hace por levantamiento mediante una grúa como muestra la Ilustración 33.

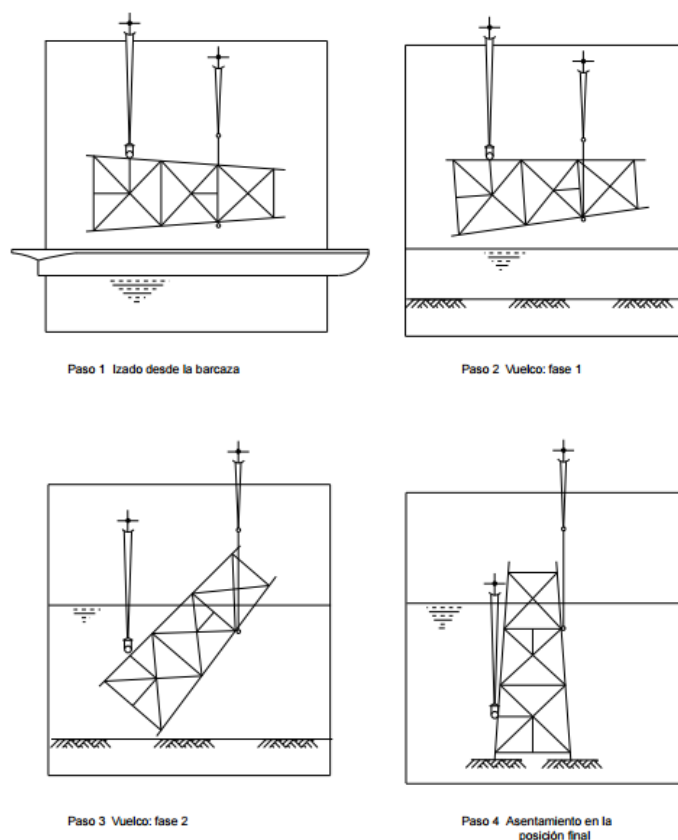


Ilustración 33. Instalación de la jacket por levantamiento. Fuente: Instituto Técnico de la Estructura en Acero

Este método precisa de orejetas especiales de manera que se pueda producir la rotación necesaria entre las eslingas y la jacket. Una vez colocada, es necesario poner la jacket en nivel o casi en nivel y nivelarla dentro de las tolerancias especificadas en el plan de instalación. Una vez nivelada, es necesario tener cuidado de que la jacket mantenga el perfil de equilibrio y la posición de nivel durante las operaciones subsiguientes.

Otra forma de retirar la jacket de la barcaza es mediante lanzamiento: Normalmente el lugar donde se efectúa el lanzamiento se encuentra próximo al emplazamiento de la instalación. En el caso de las jackets pesadas en aguas poco profundas puede que sea necesario lanzar la jacket en aguas profundas a cierta distancia del emplazamiento de la instalación y remolcarla hasta allí. Inmediatamente antes de efectuar el lanzamiento, se cortan los amarres para el transporte marítimo que aseguran la jacket a la barcaza. Se desplaza la jacket sobre las vías de deslizamiento situadas en la barcaza (las cuales se utilizaron para el izado a bordo). A medida que la jacket se desplaza hacia la popa de la barcaza, ésta comienza a inclinarse y se alcanza un punto en el que la barcaza se desliza por sí sola. La continuación del movimiento hace que el balancín y la jacket comiencen a girar. Entonces la jacket se deslizará hacia el agua impulsada por su propio peso y quedará flotando horizontalmente. Se procede a su volteo hacia la posición vertical mediante una grúa. Todos los pasos de este proceso se puede ver en la Ilustración 34.

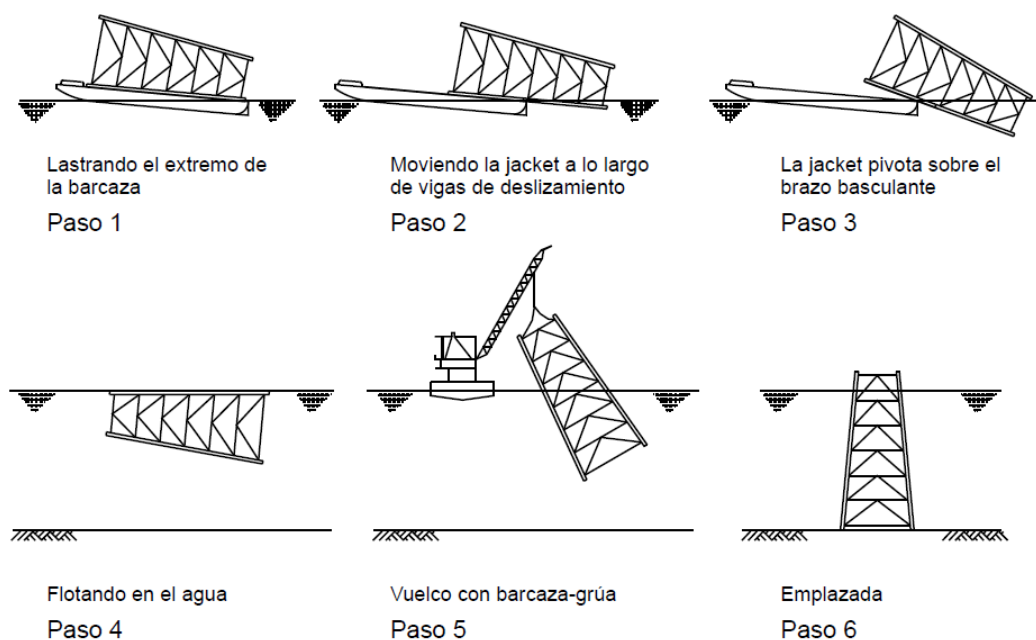


Ilustración 34. Instalación de la jacket mediante lanzado. Fuente: Instituto Técnico de la Estructura en Acero

Una vez colocada sobre el lecho marino, lo habitual es efectuar el pilotaje tan rápidamente como sea posible. La cimentación de la jacket se lleva a cabo mediante pilotes tubulares de acero con el extremo abierto, de diámetros de hasta 2 m. Los pilotes se introducen en el lecho marino hasta una profundidad de 40-80 m y, en algunos casos, hasta 120 m.

Básicamente, existen tres tipos de disposición de pilotes/jacket (véase la Ilustración 35):

- Concepto de pilote a través de las patas, en el que se instala el pilote en las patas de las esquinas de la jacket.
- Pilotes en zócalo a través de alojamientos para el pilote situados en la base de la jacket, en el que el pilote se instala en guías acopladas a los pilares de la jacket. Los pilotes en zócalo pueden colocarse formando agrupaciones alrededor de cada pilar de la jacket.
- Pilotes en zócalo vertical que se instalan directamente en el alojamiento del pilote en la base de la jacket; se eliminan todas las demás guías. Esta disposición tiene como resultado un menor peso estructural y una mayor facilidad del hincamiento de los pilotes. En cambio, los pilotes inclinados agrandan la cimentación en su base, proporcionando de esta manera una estructura más fuerte.

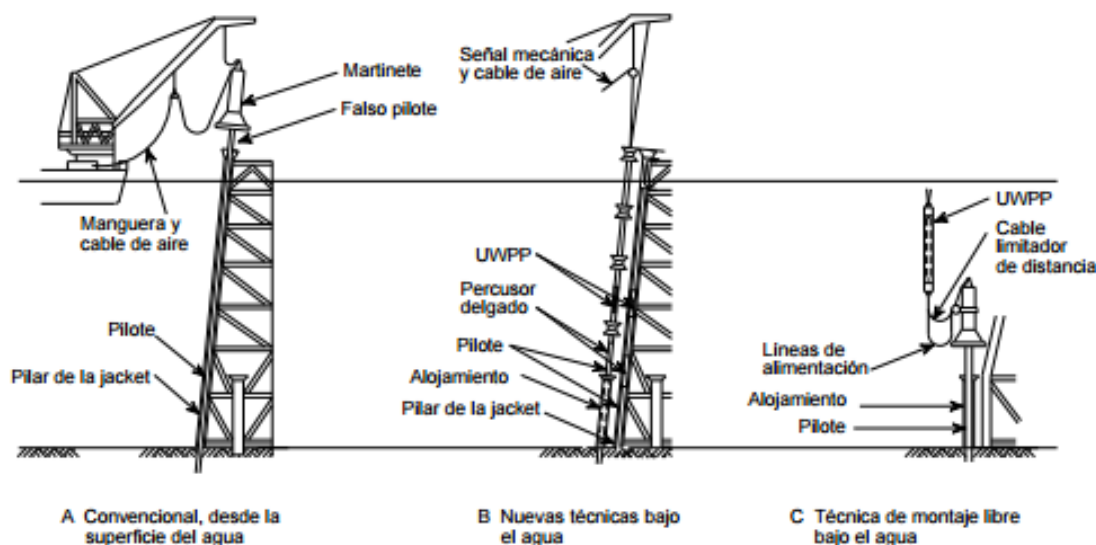


Ilustración 35. Tipos de cimentación de las jacket

El hincamiento de los pilares se puede llevar a cabo utilizando cualquier tipo de martinete (o una combinación de tipos). Es normal que se produzca una cierta penetración como resultado del mismo peso del pilote. En condiciones de suelo blando, es necesario adoptar medidas especiales con el fin de evitar una penetración incontrolada. A continuación, se hince el pilote hasta el máximo que este permite produciéndose lo que se llama rechazo del pilote. El rechazo del pilote se define como la velocidad mínima de penetración por debajo de la cual ya no es posible conseguir un mayor avance del pilote, debido tanto al tiempo necesario como a los posibles daños del pilote y del martinete.

Cuando los pilotes ya están colocado se procede a la unión entre la jacket y los pilotes. Esta se hace mediante calzas soldadas. Las calzas se insertan en la parte superior del pilote, dentro del anillo entre el pilote y el pilar de la jacket y se sueldan posteriormente al hormigonado. Esta unión de metal a metal se consigue mediante una herramienta hidráulica que se introduce dentro del pilote, expandiéndola para introducirla en unas ranuras labradas que se proporcionan en los collares a dos o tres alturas diferentes. Posteriormente se lleva a cabo el hormigonado para que las fuerzas se transmitan mediante esfuerzo cortante a través de la lechada.

Una vez se tiene la cimentación colocada se procede al ensamblaje de la pieza de transición, la torre, el rotor y las palas. Dependiendo del tipo de turbina esta operación tendrá lugar en tierra u offshore. Si son pequeñas instalaciones se monta todo en tierra y se transporta todo el conjunto hasta el emplazamiento, pero para las turbinas de mayores dimensiones el ensamblaje se realiza offshore.



Ilustración 36. Transporte y ensamblaje de las piezas



Ilustración 37. Ensamblaje del rotor a la góndola

Por último, se debe hacer la instalación de todo el cableado, para hacer llegar la energía recogida de cada aerogenerador hasta la costa. En parque eólicos grandes y largas distancias a la costa, se construye una subestación offshore en donde se eleva el voltaje de la energía y, mediante un cable submarino, se transporta hasta la red más cercana a la costa. Esto se verá con más detalle en el apartado siguiente.

Como se puede comprobar, todo este proceso de instalación tiene muchas dificultades por lo que sus costes son elevados, que es una de las principales diferencias con respecto a las instalaciones de parque eólicos en tierra.

5.5. Cableado y subestación

La transmisión de energía eléctrica supone una parte importante de la inversión total en un parque eólico marino. Por ello se debe hacer un buen diseño, eligiendo adecuadamente el tipo de corriente, el nivel de tensión y el tipo de cable que se debe instalar en cada tramo, tanto para la conexión entre aerogeneradores como la línea de evacuación a tierra.

Tipo de corriente

Las tecnologías existentes para realizar esta conexión son dos: HVDC (línea de alta tensión de corriente continua) y HVAC (línea de alta tensión de corriente alterna)

Basándose en los parques existentes y en los estudios realizados sobre el tema se puede observar (Ilustración 38) que dado que el parque se encuentra a unos 20 km del punto de conexión a red, la óptima elección sería un cable HVAC.

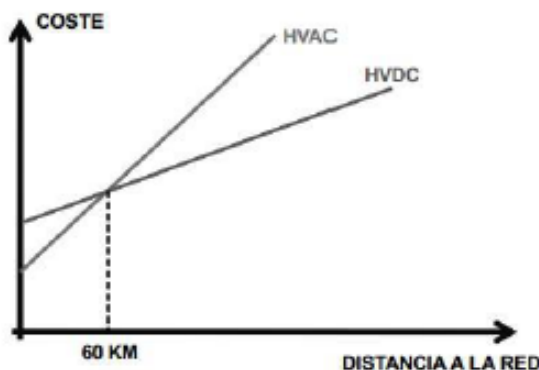


Ilustración 38. Comparativa del coste de HVAC y HVDC en relación a la distancia a la red

Niveles de tensión

Los niveles de tensión que se recogen actualmente son:

- Baja Tensión (BT): De acuerdo con los Artículos 3 y 4 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, las instalaciones eléctricas de baja tensión son aquellas cuya tensión nominal es igual o inferior a 1.000 V para corriente alterna y 1.500 V para corriente continua.
- Alta Tensión (AT): De acuerdo con la Instrucción Técnica Complementaria 01 (ITC-MIE-RAT-01) del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantía de Seguridad en Centrales Eléctricas y Centros de Transformación, son las instalaciones en las que la tensión nominal es superior a 1.000 Voltios en corriente alterna.

Por otro lado, a veces se habla de Media Tensión (MT) que es el término que se usa para referirse a instalaciones con tensiones entre 1 y 36 kV. Dichas instalaciones son frecuentes en líneas de distribución eléctrica que finalizan en centros de transformación.

En realidad no existe una definición clara en ningún reglamento de hasta dónde llega la media tensión; la denominación de media tensión es usada por las compañías eléctricas para referirse a sus tensiones de distribución.

Línea de transmisión

Una línea de transmisión de energía eléctrica queda definida tras conocer las características del cableado: resistencia, inductancia, capacitancia, y conductancia de fugas.

Estos parámetros están distribuidos de forma uniforme a lo largo de la línea. Sin embargo, para longitudes menores de 150 km, puede asumirse a efectos de cálculo, que tanto la capacitancia como la conductancia de fugas se encuentran concentradas en los extremos. Modelo que se conoce como "circuito equivalente en π "

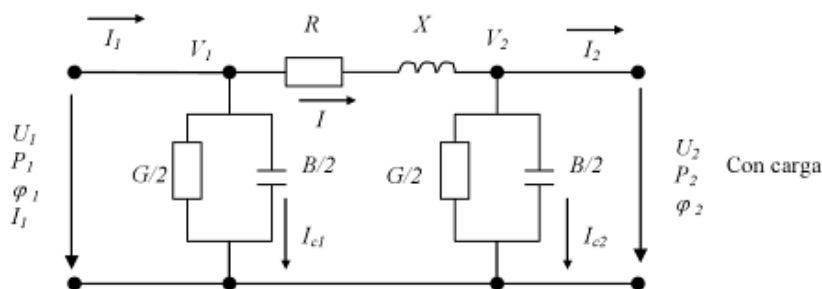


Ilustración 39. Esquema del circuito equivalente en π

En baja tensión y en instalaciones de menos de 80 km se pueden despreciar los valores de conductancia de fugas y de capacitancia, simplificándose aún más el dibujo.

Elementos de la infraestructura eléctrica

A la hora de diseñar un parque eólico marino los principales elementos de la infraestructura eléctrica son los siguientes:

- Generador + Convertidor
- Transformador BT/MT
- Celdas de interconexión de MT (Telecontroladas)
- Cableado submarino de interconexión de aerogeneradores en MT -30 kV- ("Interarray cables")
- Subestación transformadora offshore 220/30 kV, que se localiza en el mismo emplazamiento que la torre de recepción de visitantes del parque eólico marino (opcional)
- Cableado submarino de evacuación de la energía a costa en AT -220 kV- ("Export cables")
- Caja de transición ("Transition pit", opcional)
- Subestación transformadora terrestre (opcional)
- Cableado subterráneo o tendido aéreo hasta punto de conexión con la red de transporte de la REE
- Sistemas de compensación de reactiva (opcional)

Como se puede observar, algunos elementos son opcionales por lo que a la hora de diseñar el parque hay que ver las necesidades de cada uno.

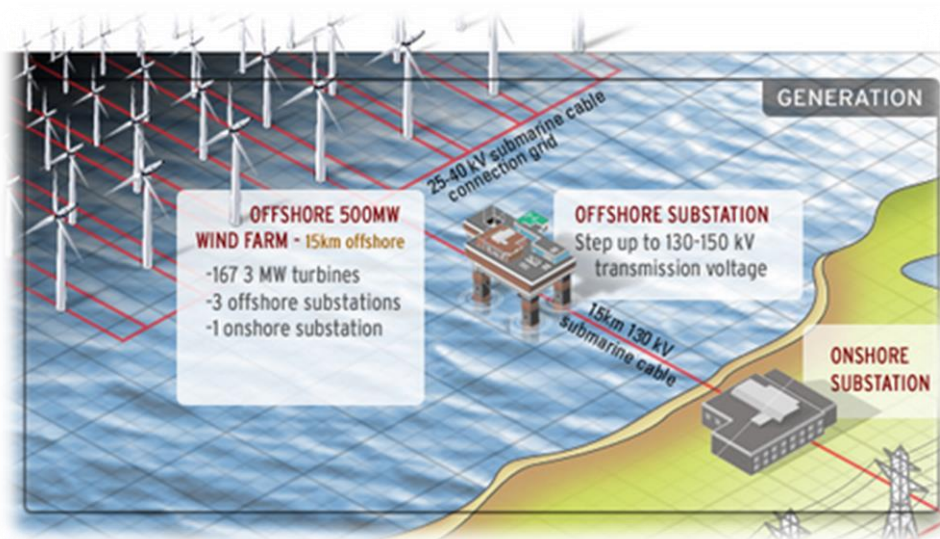


Ilustración 40. Ejemplo de un esquema básico con los elementos de un parque eólico offshore

Todo el diseño de la infraestructura de media tensión se realizara de acuerdo con la normativa existente, que la constituyen el Reglamento Electrotécnico de Alta Tensión, y el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas Subestaciones y Centros de Transformación e Instrucciones Técnicas Complementarias.

Topología de la red

La topología de la red de un parque eólico marino puede ser de tres tipos:

- Topología radial: cada aerogenerador está conectado mediante un cable con el punto de evacuación. Requiere de una menor inversión inicial pero su índice de disponibilidad es menor.
- Topología en cadena: cada aerogenerador se conecta con el siguiente hasta que el último conecta con la subestación o el punto de evacuación.
- Topología en anillo o redundante: es una configuración más compleja que requiere un mayor coste inicial pero simplifica las tareas de mantenimiento y reduce las horas fuera de servicio por averías.

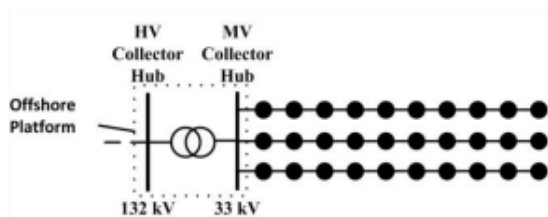


Ilustración 41. Topología en cadena

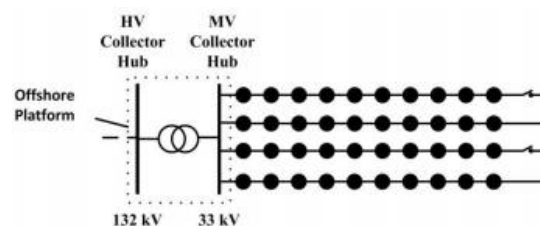


Ilustración 42. Topología redundante

Debido al reducido tamaño del parque proyectado, la topología que se utilizará es en cadena.

5.5.1. Centros de transformación en los aerogeneradores

Exceptuando los aerogeneradores de pequeña potencia, todos ellos disponen de un transformador elevador en seco dispuesto en la torre, a efectos de elevar la tensión de baja tensión del aerogenerador (3,9 kV) a una tensión que generalmente asciende a 30 kV. Este transformador es protegido mediante la correspondiente celda de protección del transformador, junto con otras celdas o conexiones.

Se llama centro de transformación al conjunto de los siguientes componentes:

- Convertidores de frecuencia
- Armarios de control y cuadro de protecciones de baja tensión y servicios auxiliares
- Cuadro de transformadores incluyendo los transformadores de baja a media tensión
- Celdas de media tensión

En el caso del aerogenerador elegido para el parque, ya tiene instalado este centro de transformación que eleva la tensión a 30 kV, que es la tensión del cableado entre los aerogeneradores.

5.5.2. Cableado de interconexión de turbinas de 30 kV

Estos cables tendrán como misión conectar las turbinas entre sí a 30kV, y de estas a la subestación offshore. Una vez que la energía mecánica ha sido transformada en energía eléctrica y elevada a la tensión correspondiente, esta será llevada a través de un cable que descenderá a los largo de la torre, pasará por unos tubos llamados J-Tubes y se enterrarán en el fondo del mar a una profundidad de 1 metro para conseguir una mayor protección hasta que lleguen a la siguiente turbina. Los J-Tubes se encargan de servir como guía del cable hasta el aerogenerador y proteger la entrada del cable en el aerogenerador.

Con el fin de reducir la probabilidad de daños los cables están enterrados protegiéndolos así de las fuertes corrientes marinas y de las anclas de los barcos.



Ilustración 43. Inserción del cable marino en los J-Tubes

A medida que pasa de una turbina a otra la potencia que se está transmitiendo a través del cable es mayor, y por tanto lo es la intensidad. Para que el cable sea capaz de soportar tales incrementos de intensidad se aumenta la sección del conductor.

Los cables que se van a utilizar para la interconexión entre turbinas y con la subestación serán cables tripolares de cobre con aislante tipo XLPE (polietileno extruido) de la empresa ABB, que utilizan una armadura externa metálica como protección adicional. Las pérdidas de carga que presentan estos cables son debidas principalmente tanto a las pérdidas óhmicas en el conductor como a las de la pantalla metálica. Están diseñados para alcanzar los 90°C durante su operación y los 250°C en condición de cortocircuito.



Ilustración 44. Cable submarino de cobre con aislamiento XLPE. Fuente: ABB

Estos cables además llevan fibra óptica para que pueda ser posible la comunicación entre los distintos equipos.

Las secciones disponibles para este tipo de cables se encuentran en el catálogo, que se puede ver en el anexo IV, y serán las adecuadas para la evacuación de la potencia generada por los aerogeneradores.

Los cálculos eléctricos para el dimensionamiento de los cables se pueden ver en el anexo III. Los resultados son los que aparecen en la siguiente tabla:

Tabla 9. Dimensiones cables de la línea submarina de 30 kV

Tramo de la línea	Distancia (m)	Sección (mm ²)
1 - 2	552	95
2 - 3	552	95
3 - 4	552	95
4 - 5	552	120
5 – subest.	1500	185

Entendiendo que esta tabla se corresponde con una línea de cinco aerogeneradores en fila, y que el parque eólico se corresponde con cuatro líneas completas.

5.5.3. Subestación offshore

Para parques en donde la conexión a tierra requiera tensiones mayores a 30 kV, para que las pérdidas de transporte no sean elevadas, se requiere elevar el voltaje en una subestación en el mar. Por lo tanto este parque requerirá de la existencia de una subestación transformadora en mar, que será de características 220/30 kV. De manera que se eleva la tensión para evacuar la electricidad a tierra y reducir las pérdidas por el efecto Joule ya comentadas.

La subestación offshore estará situada a escasa distancia del parque y constará un centro de transformación que elevaran la tensión de trabajo de 30 kV hasta 220 kV ya que se va a evacuar la electricidad a la subestación eléctrica "Puerto de Santa María" que tiene capacidad suficiente para evacuar la potencia del parque.

Es útil tener la imagen de cómo es físicamente una subestación de este tipo y sus elementos constructivos, que se puede ver en la Ilustración 45 y en la Ilustración 46.

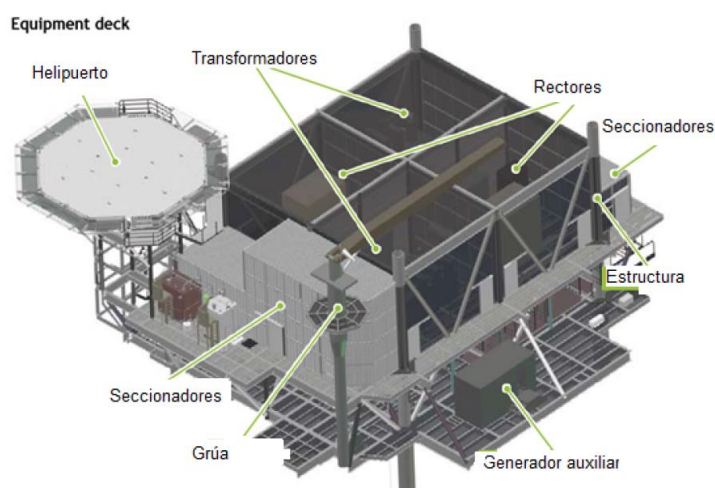


Ilustración 45. Equipamiento de una subestación offshore

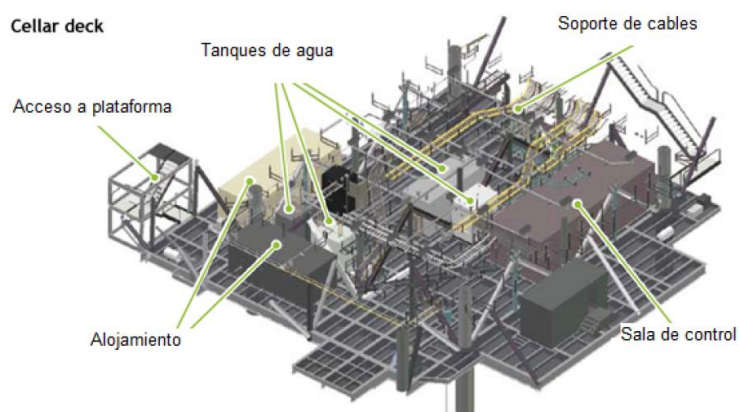


Ilustración 46. Distribución de una subestación offshore

La subestación se puede considerar como un único elemento que conecta el parque eólico con la red. Suele llegar a pesar 2000 toneladas y llegar a soportar potencias de 500 MW. Aunque las

subestaciones no están siendo utilizadas como plataformas de servicio de forma habitual, se prevé que las que están situadas lejos de la costa tendrán funciones adicionales como servir de refugio, o estar provista para ser de alojamiento de los operarios.

La subestación para el parque será blindada del tipo GIS, que significa que estará asilada en gas SF₆, de doble barra. Parece la mejor opción porque al estar protegida del exterior sufrirá menos por las condiciones ambientales. Cada uno de los elementos que formen parte de la subestación estará encapsulado y cada celda estará rellena de SF₆.

Esta subestación constará de cuatro posiciones de entrada de línea a 30 kV. A continuación se elevará la tensión a 220 kV en los transformadores y, por último, se dispondrá de una posición de línea que llevarán la energía a un nivel de alta de 220 kV hasta tierra.

El transformador que habrá en la subestación tiene que estar preparados para la potencia que se va a transmitir. Ya que la potencia proyectada es de 72 MW, se va a contar con dos transformadores 220/30 kV de 50 MVA cada uno por lo que tendrá una potencia total de 100 MVA.

La subestación contará con baterías de condensadores a la entrada, antes de los transformadores, dimensionadas para asegurar un factor de potencia mínimo exigible de 0,99 a la salida del parque, trabajando este a plena potencia. La potencia reactiva necesaria por cada batería de condensadores vendrá dada por la potencia reactiva máxima:

$$Q = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \sin \varphi = \frac{P}{\cos \varphi} \sin \varphi$$

En donde:

Q = Potencia reactiva [VAr]

V = Tensión [V]

I = Intensidad [A]

$\cos \varphi$ = factor de carga

P = Potencia activa [W]

Dado que la potencia del parque es de 72 MW y el factor de potencia requerido de 0,99, la potencia reactiva total es de 10,26 MVar. Esto significa que se necesitarán cuatro baterías de condensadores (una por cada línea) de 2,6 MVar cada uno como mínimo. Estos serán necesarios para mejorar la estabilidad del sistema de red local.

Igualmente se instalará un transformador de 30/0,4 kV para alimentar los sistemas auxiliares.

Entre los principales componentes se incluye un generador diésel de aproximadamente 300 kW para abastecer a la subestación en caso de una pérdida puntual. Los seccionadores aíslan los aparatos y permiten conectar y desconectar la subestación.

La parte superior de la subestación ha de incluir una plataforma-helipuerto dotada de todos los requerimientos para tal fin, así como una zona habitable dotada de un despacho, una sala de reunión/crisis y una sala de descanso y un aseo completo. Se contará con un sistema de recogida de agua de lluvia para suministrar el aseo, así como un circuito de agua potable.

El sistema de cimentación de la subestación ha de seguir los mismos criterios que los de los aerogeneradores.

5.5.4. Cableado de conexión entre la subestación offshore y tierra

Este cableado es el encargado de evacuar la energía eléctrica desde la subestación offshore antes descrita hacia tierra. Se va a llevar a cabo mediante un cableado submarino de 220 kV, enterrado también a una profundidad de un metro. El cable empleado para esta línea es un cable tripolar, de cobre con aislante tipo XLPE (polietileno extruido) de ABB, cuya sección se calcula en el anexo correspondiente y los resultados se muestran en la Tabla 10

La distancia a tierra desde la subestación offshore es de 10,84 km aproximadamente.

Tabla 10. Dimensiones cables de la línea submarina de 220 kV

Tramo de la línea	Distancia (km)	Sección (mm ²)
Línea a tierra	10,84	500

5.5.5. Cableado de conexión hasta la subestación en tierra

Este otro cableado es el que transcurre enterrado por tierra desde la caja de interconexión con el cable submarino hasta la subestación "Puerto de Santa María", que se encuentra en las siguientes coordenadas:

Tabla 11. Coordenadas geográficas de la subestación eléctrica "Puerto de Santa María"

Coordenadas geográficas	36°40'13.8"N
	6°18'03.5"W

Esta línea subterránea tiene una longitud aproximada de 8 km y el cableado que se va a emplear va a estar a 0,8 metros de profundidad en el interior de tubos de PEAD (Polietileno de Alta Densidad) y serán tres cables unipolares dispuestos en planta de cobre con aislamiento XLPE del fabricante ABB.

Después de realizar los cálculos necesarios, con sus correcciones según lo establecido en el reglamento, obtenemos los resultados de la Tabla 12.

Tabla 12. Dimensiones cable de la línea subterránea de 220 kV

Tramo de la línea	Distancia (km)	Sección (mm ²)
Línea a subestación	8,8	500

5.5.6. Pérdidas de potencia y caídas de tensión

Por último se han contabilizado las pérdidas de potencia y las caídas de tensión en todo el sistema eléctrico.

Tabla 13. Pérdidas eléctricas y caídas de tensión en las líneas eléctricas

Tramo	Pérdidas (kW)	Caída de tensión (%)
Tramo 30 kV	533,777742	0,6332
Tramo submarino 220 kV	104,5223707	0,0715
Tramo subterráneo 220 kV	117,8118945	0,0900
Total	756,1120073	0,7947
% pérdidas	1,050%	

El reglamento de líneas de Alta Tensión nos exige que las caídas de tensión no superen el 5% y por lo que se puede comprobar, se cumple con esa exigencia.

6. AHORRO ENERGÉTICO Y CONTAMINACION EVITADA

En el apartado de la evaluación del recurso eólico se ha visto como la energía anual generada neta es de 250837635,6 kWh/año. Pasando este valor a tep (toneladas equivalentes de petróleo), vemos que tenemos un ahorro energético de 21572 tep.

Por otro lado el uso de fuentes de energía renovables permite reducir la emisión de contaminantes a la atmosfera, asociados a la utilización de energías fósiles. Como consecuencia, el ahorro de combustible previsto supone una reducción anual equivalente de las emisiones contaminantes de dióxido de azufre (SO₂), de óxidos de nitrógeno (NO_x), de dióxido de carbono (CO₂) y otras partículas.

Las emisiones evitadas se muestran en la siguiente tabla, teniendo en cuenta que la equivalencia es con respecto a kWh de electricidad generada por energía eólica:

Tabla 14. Contaminaciones evitadas

Tipo de contaminante	Equivalencia	Emisiones totales al año
Dióxido de Azufre (SO₂)	1,33 gr/kWh	333,61 t
Óxidos de Nitrógeno (NO_x)	1,67 gr/kWh	418,90 t
Dióxido de Carbono (CO₂)	600 gr/kWh	150502,58 t

7. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

A continuación se expondrá el resumen del presupuesto general por capítulos. Se puede ver más en detalle en el Documento nº3 del presente trabajo.

PRESUPUESTO CAPÍTULOS	IMPORTE(€)
CAPITULO I: OBRA CIVIL	59.726.200,00 €
CAPITULO II: AEROGENERADORES	84.030.000,00 €
CAPITULO III: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	39.826.930,00 €
CAPITULO IV: VARIOS	3.847.600,00 €
CAPITULO V: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS	5.622.921,90 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	193.053.651,90 €
13% Gastos generales	25.096.974,75 €
6% Beneficio Industrial	11.583.219,11 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN	229.733.845,76 €
21% IVA	48.244.107,61 €

IMPORTE DE CONTRATA	277.977.953,37 €
----------------------------	-------------------------

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de **DOSCIENTOS SETENTA Y SIETE MILLONES NOVECIENTOS SETENTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y TRES EUROS CON TREINTA Y SIETE CÉNTIMOS.**

8. ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL Y DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS

No es objeto de este trabajo realizar los estudios de Impacto Ambiental y de Seguridad y Salud en las obras. Se realizarán en caso de llevar a cabo el proyecto.

9. PLAZO DE EJECUCIÓN Y GARANTÍA

El plazo de ejecución que se prevé para llevar a cabo la ejecución material del proyecto, en el que caso de que este se llevase a cabo, es de doce meses.

Se propone un plazo de garantía de dos años a partir de la fecha de recepción provisional de la obra.



10. DOCUMENTOS QUE INTEGRAN ESTE TRABAJO

El presente proyecto está formado por los siguientes documentos:

Documento nº1: Memoria y Anexos

Documento nº2: Planos

Documento nº3: Presupuesto

Documento nº4: Estudio de viabilidad

Documento nº5: Conclusiones

11. CONCLUSIONES

Con la presente memoria, y resto de documentos de este Trabajo Fin de Grado, se entienden adecuadamente descritas las instalaciones básicas necesarias para la construcción del parque eólico marino, estudiadas con el nivel de detalle adecuado para el desarrollo del correspondiente estudio de viabilidad.

Ferrol, Junio de 2015.

Fdo. Soraya Atilano Brea

ANEXO I

Estudio de la ubicación



ÍNDICE ANEXO I

1. OBJETIVO	1
2. RECURSO EÓLICO	1
3. ZONIFICACIÓN	2
4. BATIMETRÍA.....	3
5. DISTANCIA A LA COSTA	3
6. RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES Y ACTIVIDADES PESQUERAS	4
7. CERCANÍAS A PUERTOS Y ASTILLEROS	4
8. EVACUACIÓN ELÉCTRICA.....	5
9. ELECCIÓN FINAL DE LA UBICACIÓN	6

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Recurso eólico España. Fuente: IDAE	1
Ilustración 2. Mapa zonificación ambiental marina para parques eólicos marinos en España. Fuente: IDAE.....	2
Ilustración 3. Impacto visual de un aerogenerador marino	3
Ilustración 4. Mapa de espacios protegidos de España. Fuente: IDEA	4
Ilustración 5. Mapa rutas marítimas Europa. Fuente: Agencia Espacial Europea.....	5
Ilustración 6. Mapa de la red eléctrica del sistema Ibérico a enero de 2015. Fuente: REE	6
Ilustración 7. Mapa de áreas eólicas marinas	6
Ilustración 8. Mapa general de pesca de la flota de arrastre en el Golfo de Cádiz. Fuente: "Cartografía de especies y caladeros del Golfo de Cádiz" Junta de Andalucía	7
Ilustración 9. Leyendas de la Ilustración 8	8
Ilustración 10. Espacios naturales protegidos. Fuente: IDAE.....	8
Ilustración 11. Mapa red eléctrica Golfo de Cádiz. Fuente: REE	9
Ilustración 12. Situación el parque eólico	10
Ilustración 13. Situación con referencia a la EEAL. Fuente: IDAE.....	10

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Coordenadas geográficas y UTM de la ubicación del parque eólico marino	9
---	---

1. OBJETIVO

Este anexo tiene como objetivo la elección de la ubicación del parque eólico marino a través de un pequeño estudio en donde se tendrán en cuenta distintos factores:

- Recurso eólico
- Zonificación según la EEAL
- Batimetría
- Distancia a la costa
- Restricciones medioambientales y actividades pesqueras
- Cercanías a puertos y astilleros
- Evacuación eléctrica

2. RECURSO EÓLICO

El recurso eólico es muy importante ya que necesitamos vientos fuertes y estables. El instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha elaborado el Estudio del Recurso Eólico de España, incluyendo aguas interiores y una banda litoral marina adicional de 24 millas náuticas. Para realizar el Atlas Eólico de España se ha recurrido a un modelo de simulación meteorológica y de prospección del recurso eólico a largo plazo, estudiando su interacción con la caracterización topográfica de España, sin llevar a cabo una campaña de mediciones específica. Por lo que obtenemos un mapa del recurso eólico con la fiabilidad suficiente para permitir una primera evaluación del potencial eólico disponible.

Como podemos observar en la Ilustración 1, las zonas con mayor recurso eólico son la costa gallega, la costa andaluza, la costa catalana y las Islas Canarias.



Ilustración 1. Recurso eólico España. Fuente: IDAE

3. ZONIFICACIÓN

La **Normativa del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español (EEAL)** para la Instalación de Parques Eólicos Marinos, aprobado el 16 de Abril de 2009 por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, determina las zonas del dominio público marítimo-terrestres que, solo a efectos medioambientales, reúnen condiciones favorables para las instalaciones de parques eólicos marinos. Se definieron un total de 72 áreas eólicas marinas sobre las que se representó la propuesta de zonificación para el Estudio y finalmente se establecieron tres zonas:

- "Zonas de exclusión" -representadas en color rojo-, que responden a las zonas que no son aptas para la instalación de parques eólicos marinos por haber sido identificados potenciales efectos ambientales como incompatibles, o por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios.
- "Zonas aptas con condicionantes ambientales" -representadas de color amarillo-, entendiéndose como zonas en las que se ha deducido la posibilidad de ocurrencia de determinados efectos ambientales negativos por la instalación de parques eólicos, en los que deberá profundizar la evaluación del impacto ambiental de los correspondientes proyectos.
- "Zonas aptas" -representadas en color verde- entendiéndose éstas como zonas para las que no se ha detectado, en base a la información disponible en el momento de la elaboración del Estudio, ninguna probable afección ambiental a la escala de planificación.

Para las zonas no calificadas como zonas de exclusión, la determinación de la aptitud ambiental de deberá realizar en la fase de evaluación de impacto ambiental de proyectos, de acuerdo con el Real Decreto Legislativo 1/2008.

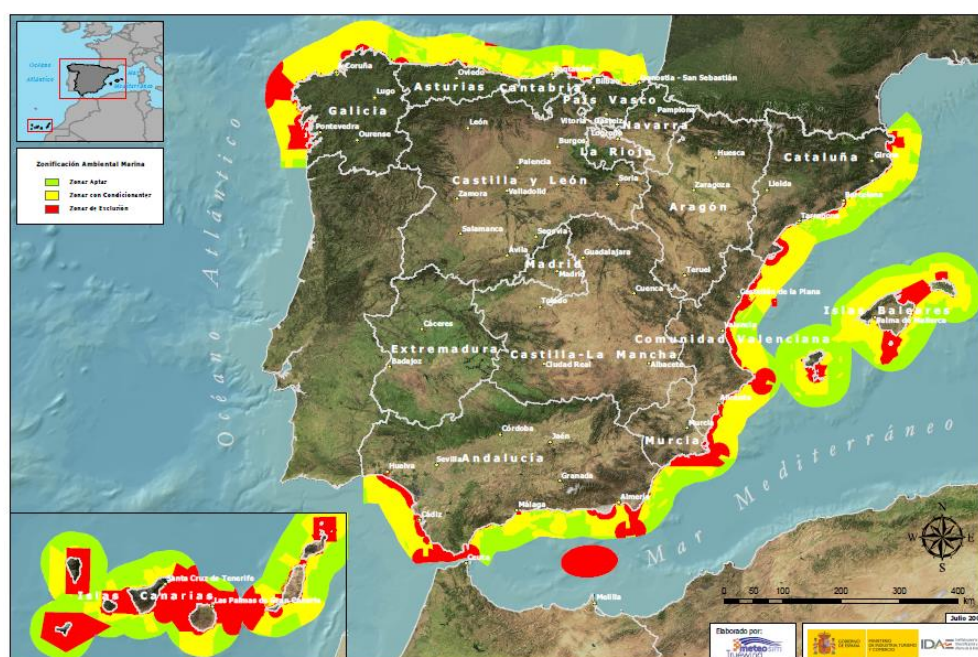


Ilustración 2. Mapa zonificación ambiental marina para parques eólicos marinos en España.

Fuente: IDAE

En las Islas Canarias ya nos encontramos con bastantes zonas no aptas, y en la costa andaluza aunque también hay bastantes zonas no aptas, tenemos más margen de zonas aptas y con condicionantes. Por otro lado, en la costa catalana tiene muy poca zona no apta. Y en Galicia, nos encontramos con la mayor parte en zona apta con condicionantes.

4. BATIMETRÍA

La **profundidad del mar** es otro aspecto muy importante, ya que en función de esta se utilizará un tipo de cimentación u otra. Además que condiciona en gran medida la viabilidad del proyecto, ya que se ha demostrado que a más de 50 metros de profundidad no es económicamente recomendable su instalación con la tecnología que tenemos hoy en día.

- En la costa gallega y en la costa catalana nos encontramos con la misma situación y es que ya existen grandes profundidades a poco que nos alejemos de la costa. Por lo que estos emplazamientos quedan descartados.
- En la costa de Andalucía y en la Canaria se tiene la ventaja de que existe poca profundidad a largas distancias de la costa, por lo que son dos ubicaciones muy prometedoras.

5. DISTANCIA A LA COSTA

A mayor distancia, mayores costes. **La distancia a la costa** va a depender de varios factores como son el impacto visual, las pérdidas eléctricas y las operaciones de construcción y mantenimiento.

Como referencia para ver el impacto visual que tendría el parque tenemos la Ilustración 3 en la que se puede comprobar como en un día totalmente despejado a partir de los 7,5 km deja de apreciarse el parque. En la Normativa del Estudio Estratégico del Litoral Español del que se habló anteriormente, se establece una banda de 8 km desde la línea de costa en la que no se podrán instalar, en principio, parques eólicos marinos. En caso de que la distancia sea menor a ese valor, se deberá hacer un análisis específico del impacto visual del proyecto.



Ilustración 3. Impacto visual de un aerogenerador marino

Por otra parte de debe tener muy en cuenta las pérdidas por el efecto Joule, que son directamente proporcionales a la distancia e intensidad. Esto va a condicionar el tipo de cable empleado que depende del voltaje al que se debe transportar la energía y de la potencia instalada.

A mayores, también va a influir la distancia a la costa el coste de instalación. Es decir, que a mayor distancia, mayores dificultades y mayores costes de instalación y mantenimiento posterior.

6. RESTRICCIONES MEDIOAMBIENTALES Y ACTIVIDADES PESQUERAS

En cuanto a los espacios naturales protegidos, el mapa eólico del IDAE también nos proporciona esa información y, por lo general, en el mar no suele haber espacios protegidos que nos impidan la instalación del parque marino.



Ilustración 4. Mapa de espacios protegidos de España. Fuente: IDEA

Las actividades pesqueras existen prácticamente en todas las zonas costeras de España con grandes y numerosos focos de actividad. De modo, que se deberá estudiar bien en función de la ubicación elegida finalmente.

7. CERCANÍAS A PUERTOS Y ASTILLEROS

La cercanía a puertos facilita la llegada de materiales que puedan venir del exterior. Además también influyen las rutas marítimas, que se muestran a continuación:

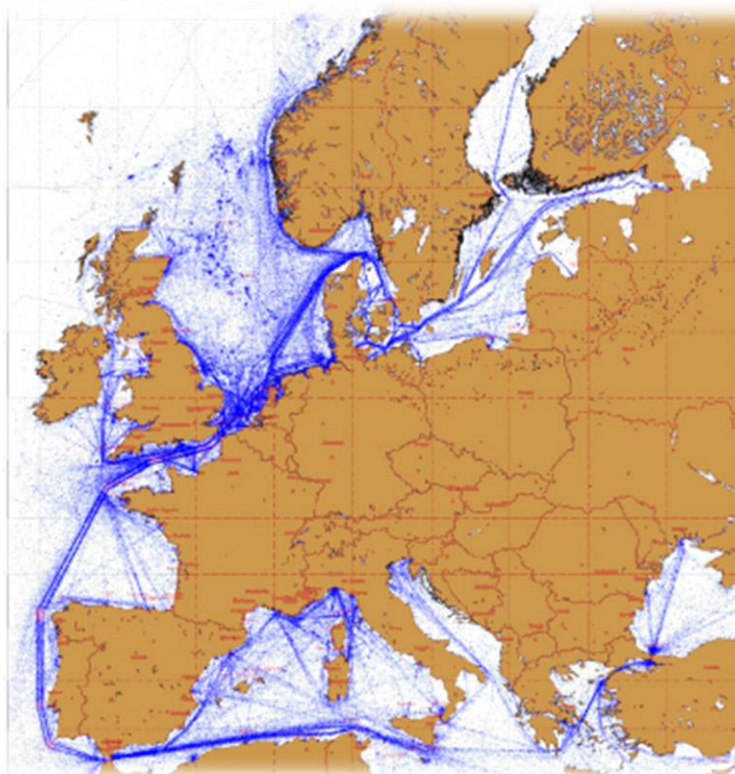


Ilustración 5. Mapa rutas marítimas Europa. Fuente: Agencia Espacial Europea

Vemos que en el Mar del Norte, donde están instalados la mayor parte de los parques eólicos marinos, es donde más tráfico marítimo hay. Por lo que se deduce que esto no será un problema.

En cuanto a los astilleros, son necesarios buques especializados, tanto para la instalación del parque, como buques auxiliares para las fases de construcción y operación del parque. Las torres de soporte de aerogeneradores (estructuras de grandes dimensiones y pesos superiores a las mil toneladas) son otra gran oportunidad para los astilleros, ya que no existen prácticamente instalaciones salvo las de los astilleros, que reúnan los criterios requeridos para abordar su construcción. Las subestaciones eléctricas imprescindibles dentro de los parques son otra gran baza de los astilleros, pudiendo participar en su construcción.

8. EVACUACIÓN ELÉCTRICA

La evacuación eléctrica es uno de los factores más importantes a la hora de elegir o descartar un emplazamiento, debido a que las infraestructuras que llevan asociadas estos parques, además de ser muy costosas, deben estar correspondidas con una distribución eléctrica en tierra de acuerdo con sus demandas.

En la página de la REE, Red Eléctrica Española, podemos obtener los mapas del sistema eléctrico ibérico por sectores en escala 1:1.000.000 o en conjunto. A enero de 2015 la distribución de la red estaría como indica la Ilustración 6. Aunque se tendrá que ver en detalle en función del sector donde se encuentre el parque marino, vemos que no supondría un problema ya que existe una amplia red eléctrica.



Ilustración 6. Mapa de la red eléctrica del sistema Ibérico a enero de 2015. Fuente: REE

9. ELECCIÓN FINAL DE LA UBICACIÓN

Finalmente, teniendo en cuenta todos los factores antes explicados, se ha elegido la bahía de Cádiz para el emplazamiento del parque eólico offshore. Según la división del litoral español que se estableció después de la salida del RD 1028/2007, el parque eólico se situaría en el área 15, tal como muestra la Ilustración 7.

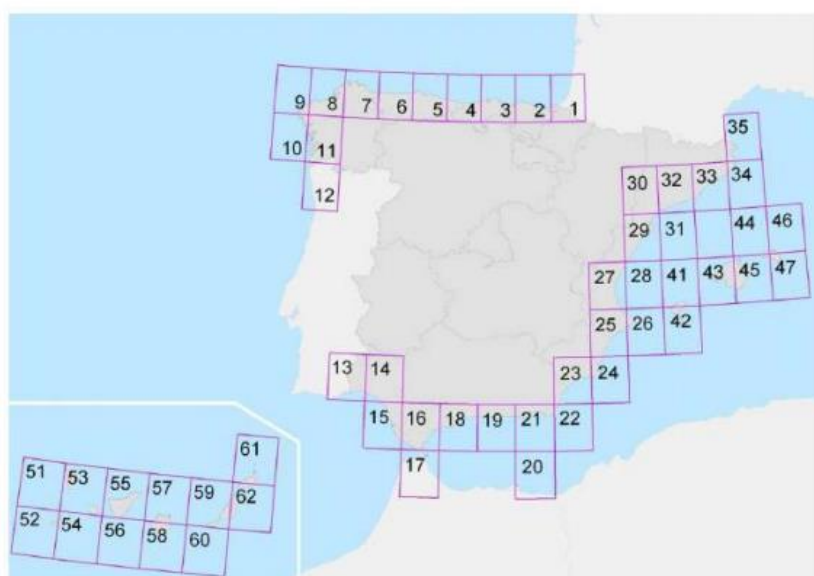


Ilustración 7. Mapa de áreas eólicas marinas

Las principales razones son:

- Por una parte tenemos un gran recurso eólico con zonas con una velocidad media anual entre los 8 y 10 m/s.
- Existen "zonas aptas con condicionantes" a partir de los 8 km, por lo no habría problemas con la Normativa del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español. Se deberán cumplir las exigencias que se recogen en esa normativa y realizar un estudio medioambiental en el caso de que se llevase a cabo el proyecto.
- La profundidad a los 8 km requeridos no supera los 50 m, por lo que además de poder utilizar cimentaciones ya maduras en el sector, los costes asociados no serán tan elevados y la viabilidad está más asegurada.
- A la hora de tener en cuenta las actividades pesqueras y medioambientales nos tenemos que basar en la Ilustración 8 y en la Ilustración 10. Estas dos imágenes, junto con los otros condicionantes, nos delimitarán las zonas dentro de la propia zona de la bahía de Cádiz.

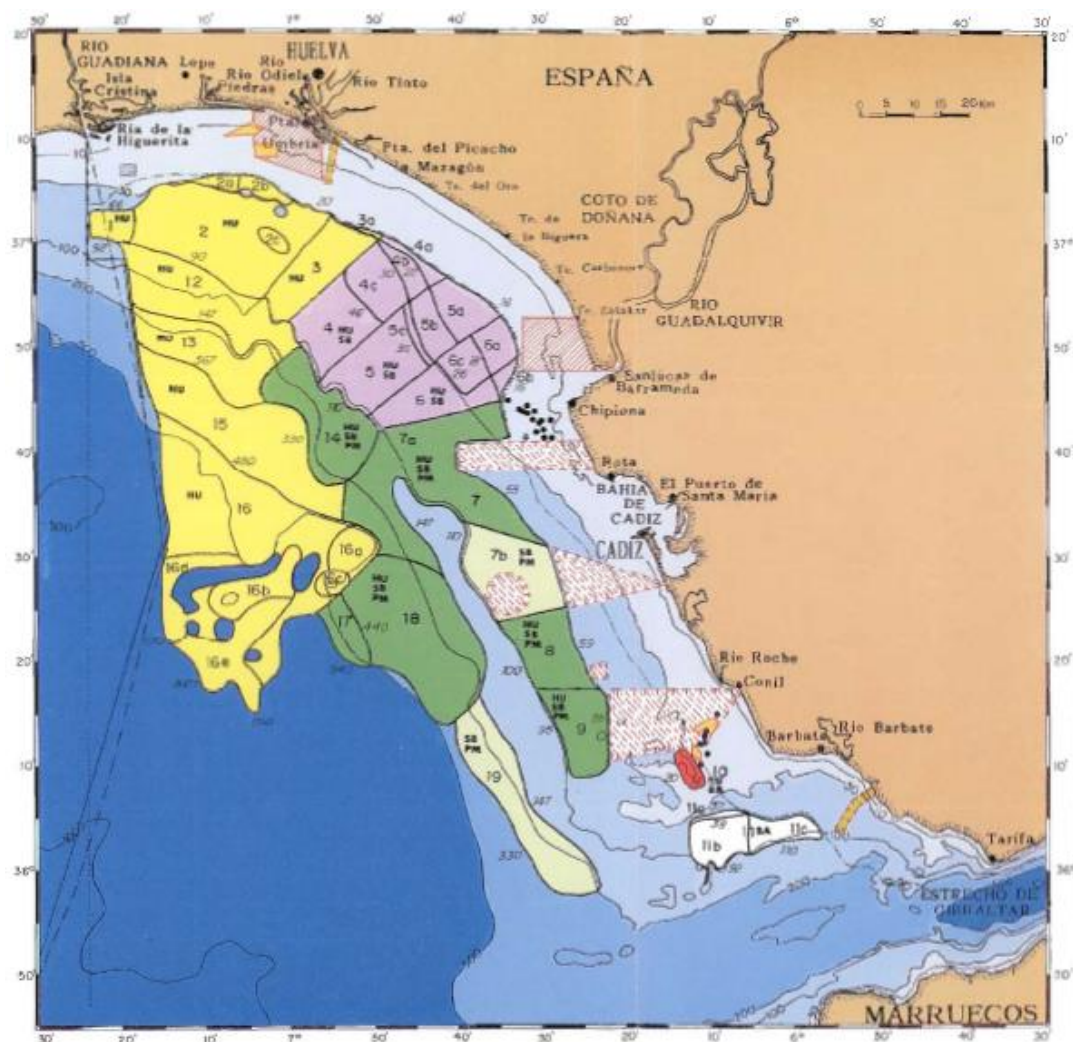


Ilustración 8. Mapa general de pesca de la flota de arrastre en el Golfo de Cádiz. Fuente: "Cartografía de especies y caladeros del Golfo de Cádiz" Junta de Andalucía

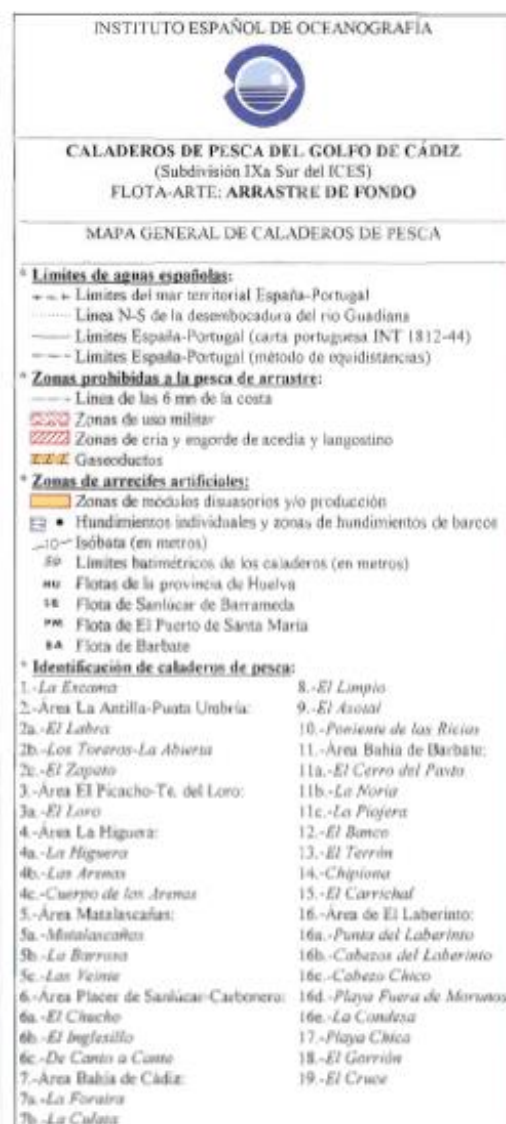


Ilustración 9. Leyendas de la Ilustración 8

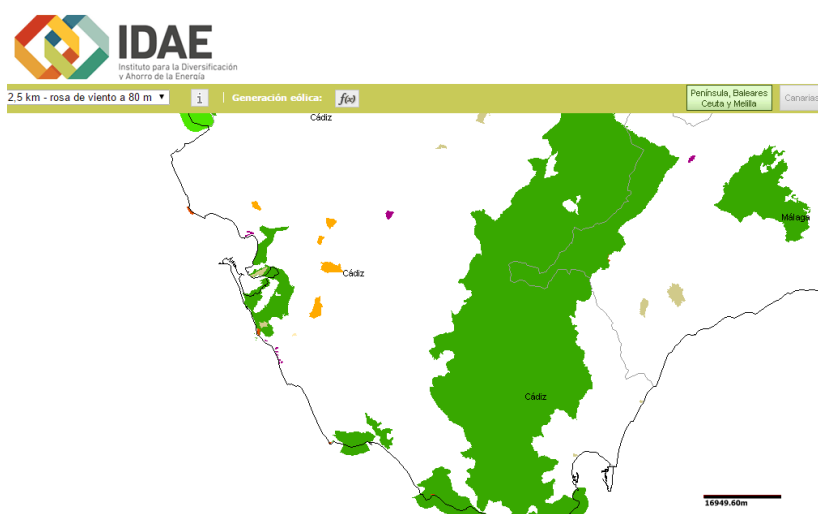


Ilustración 10. Espacios naturales protegidos. Fuente: IDAE

- Otros dos grandes factores a favor de la implantación en esta zona son los diversos astilleros cercanos que hay donde se puede construir la plataforma, facilitando así su desplazamiento. Y también la proximidad del parque al puerto de Cádiz, uno de los más importantes de España, donde se facilita la recepción de los diversos materiales necesarios. Actualmente Navantia está trabajando en las estructuras jacket del parque eólico marino alemán de Wikinger, en su sede de Fene. Mientras que en su sede de Puerto Real, está construyendo la estructura metálica de la subestación marina. Es un factor muy importante que ayuda a minimizar los costes de transporte al encontrarse los astilleros tan cercanos a la ubicación del parque.
- En cuanto a la evacuación de electricidad, tenemos bastantes subestaciones que recorren toda la costa y están capacitadas para evacuar la potencia del parque, por lo que este factor también se cumple.

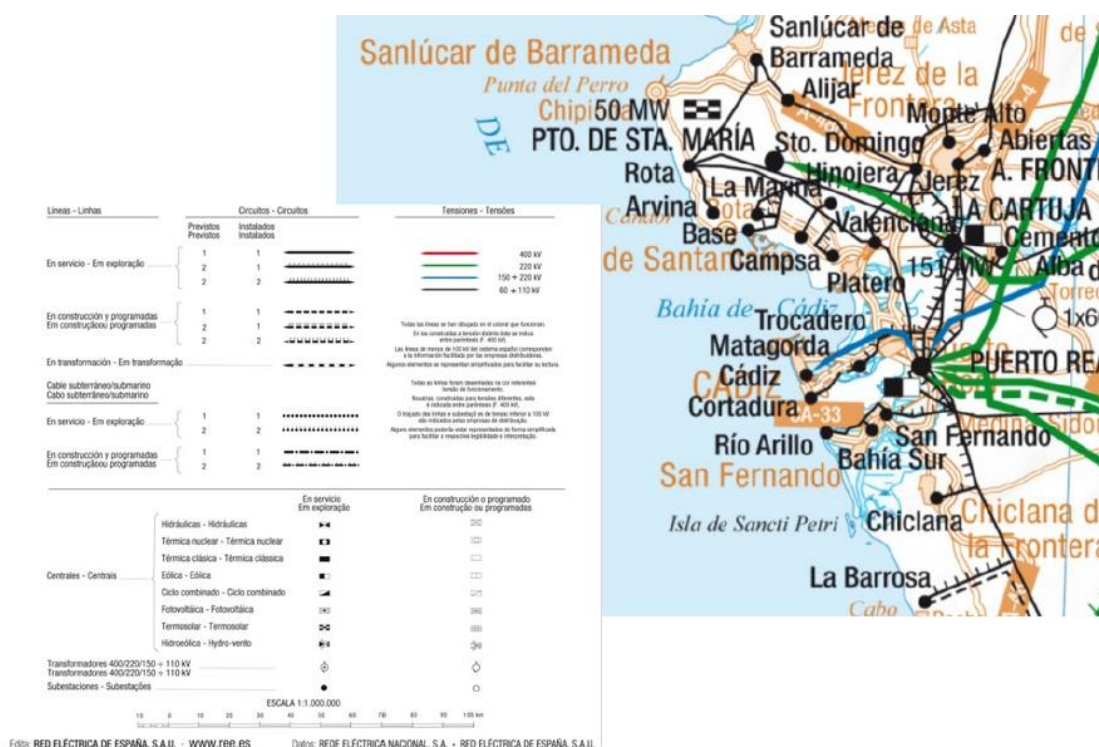


Ilustración 11. Mapa red eléctrica Golfo de Cádiz. Fuente: REE

Por todo esto, se va a situar el parque eólico marino entre la costa de Rota y la costa de Cádiz. En el municipio del Puerto de Santa María se encuentra una subestación con suficiente capacidad de potencia para evacuar la electricidad a la red.

Las coordenadas de la situación del parque, son las que se recogen en la Tabla 1 y se muestran en la Ilustración 12.

Tabla 1. Coordenadas geográficas y UTM de la ubicación del parque eólico marino

Coordenadas geográficas		Coordenadas UTM HUSO 29	
Latitud	36°34'43.10"N	X UTM	725380.68 m
Longitud	6°28'52.08"W	Y UTM	4051150.046 m

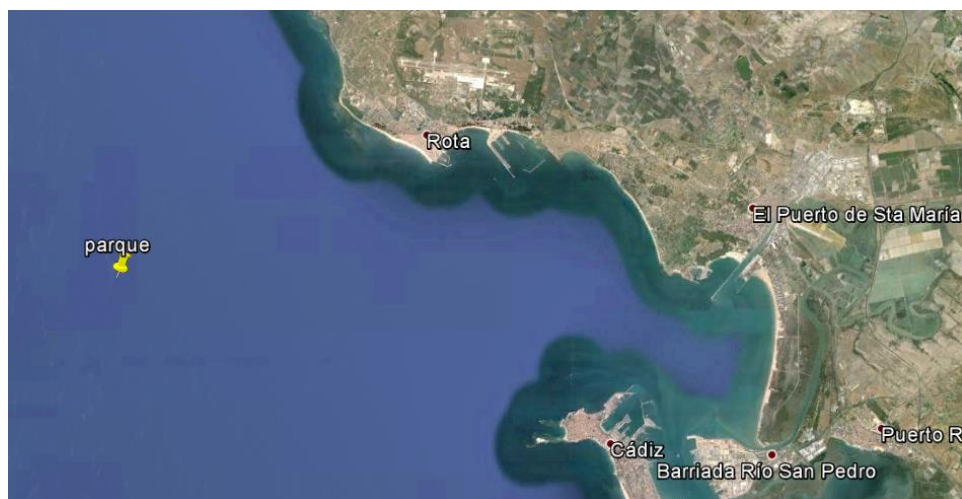


Ilustración 12. Situación el parque eólico

Se encuentra a unos 11 km de la costa de Rota y a unos 16 km de la costa de Cádiz. A unos 20 km de la subestación eléctrica "Puerto de Santa María", siendo una parte por tierra y otra por mar. Además está a una profundidad media de unos 40 m.

Cumple con las restricciones de la EEAL, ya que se encuentra en una zona "apta con condicionantes" como se aprecia en la siguiente ilustración:

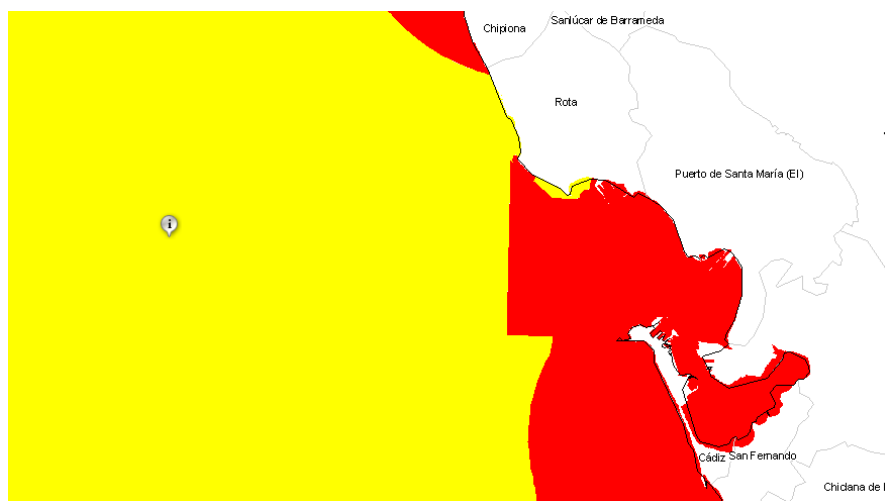


Ilustración 13. Situación con referencia a la EEAL. Fuente: IDAE

Ferrol, Junio de 2015.

Fdo. Soraya Atilano Brea

ANEXO II

Estudio del recurso eólico



ÍNDICE ANEXO II

1. OBJETIVO	1
2. RECURSO EÓLICO: EL VIENTO.....	1
3. ANÁLISIS DE DATOS DE VIENTO	2
4. CÁLCULO DE LA NUEVA VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO	5
5. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA	7

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mapa eólico de la zona del emplazamiento a 80 metros de altura. Fuente: IDAE .	2
Ilustración 2. Mapa eólico de la velocidad media estacional a 80 metros en Andalucía. Fuente: IDAE	3
Ilustración 3. Distribución por direcciones a 80 metros. Fuente: IDAE	3
Ilustración 4. Gráficos de la frecuencia y de la velocidad media en función de la dirección del viento	4
Ilustración 5. Valores estacionales a 80 metros. Fuente: IDAE	4
Ilustración 6. Media anual de valores a distintas alturas. Fuente: IDAE	4
Ilustración 7. Cálculo nueva velocidad. Fuente: DWIA	6
Ilustración 8. Variación del viento con la altura para una rugosidad de clase 0. Fuente: DWIA ..	6
Ilustración 9. Gráfico de la temperatura media mensual en el Golfo de Cádiz de 1996 a 2015. Fuente: Puertos del Estado	7
Ilustración 10. Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Mervento	8
Ilustración 11. Densidad de potencia en función de la velocidad. Fuente: DWIA	9
Ilustración 12. Coeficiente de potencia en función de la velocidad. Fuente: DWIA.....	9

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Clases de rugosidad del terreno y sus valores.....	5
Tabla 2. Datos de distribución del viento.....	7
Tabla 3. Datos del aerogenerador. Fuente: Mervento	7
Tabla 4. Resultados de potencia. Fuente: DWIA.....	8
Tabla 5. Energía bruta por aerogenerador y del parque.....	8
Tabla 6. Energía bruta, pérdidas y energía neta	10

1. OBJETIVO

El estudio del recurso eólico tiene como objetivo conocer el nivel de potencial eólico disponible en la zona. Además se evaluará la producción energética media esperada en dicho lugar con las curvas de potencia del aerogenerador elegido.

El conocimiento de los recursos eólicos del emplazamiento es imprescindible para estimar la energía mediante la instalación del aerogenerador.

Como ya se ha comentado anteriormente, los parques marinos presentan unas ventajas con respecto a la rugosidad y la altura ya que tienen una importante influencia en el potencial eólico. A menor rugosidad del terreno y mayor altura del aerogenerador, mayor energía disponible.

Los dos valores clave para analizar el viento son su velocidad y su dirección. Además otras características importantes son la densidad del viento y el área de barrido debido a la "Ley del cubo":

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

En donde:

P = potencia del viento [W]

A = área de barrido [m^2]

ρ = densidad del aire [kg/m^3]

v = velocidad del viento [m/s]

El área de barrido va a ser función de la elección del aerogenerador. Y la densidad de aire va a depender de la presión que, a su vez, depende de la altura.

Para la evaluación del recurso eólico se ha contado con el Atlas Eólico facilitado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) en la página web <http://altaseolico.idae.es/>. Se trata de una aplicación SIG desarrollada para evaluar el potencial eólico en cualquiera punto del territorio nacional. Para el presente estudio resultaran de especial interés los datos de velocidad y dirección del viento a 80 m de altura, así como la estimación de la producción proporcionada por la herramienta.

2. RECURSO EÓLICO: EL VIENTO

La existencia del viento en el planeta es consecuencia de la acción del Sol; es la radiación de esta estrella, en combinación con otros factores como son la inclinación y el desplazamiento de la Tierra en el Espacio o la distribución de los continentes y los océanos, lo que activa la circulación de las masas de aire en el globo al calentar de forma desigual las distintas zonas de la superficie y de la atmosfera terrestre. El aire que más se calienta se vuelve más ligero al agitarse sus moléculas y perder densidad, y se desplaza hacia arriba, siendo ocupado su lugar por masas más frías.

A gran escala existen una serie de corrientes de viento dominantes que circulan por todo el planeta en capas de la estratosfera. Estos vientos globales se rigen por los cambios de

temperatura y de presión atmosférica, pero también por otros factores, como la fuerza de Coriolis, que hace que, visto desde el Espacio, el viento del hemisferio norte tienda a girar en el sentido de las agujas del reloj cuando se acerca a un área de bajas presiones y el del hemisferio sur lo haga en la dirección opuesta.

Por otro lado, cerca de la superficie terrestre, a nivel local, soplan otros vientos más específicos caracterizados por el relieve del terreno y otras variables como la rugosidad y la altura.

- Rugosidad: una superficie muy rugosa, como un bosque o una aglomeración de casas, causará turbulencias y frenará el viento, mientras que otra muy lisa, como el mar o las pistas de un aeropuerto, favorecerá el desplazamiento del aire.
- Altura: la densidad del aire, que es función de la potencia eólica, va a aumentar en función de la altura sobre el nivel del mar.

Sin embargo, no todo el viento sirve para generar energía. Los aerogeneradores tienen una velocidad mínima por debajo de la cual el generador no produce energía (relacionada con el rozamiento y el peso de las aspas) y una velocidad máxima por encima de la cual se detiene el generador para evitar la fatiga y la rotura de su estructura. Por lo general, para que el aerogenerador produzca energía se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25 m/s.

3. ANÁLISIS DE DATOS DE VIENTO

Para analizar el viento medio anual del área donde situarán los aerogeneradores, se ha realizado una distribución de velocidades y frecuencias a partir de los datos que nos proporciona el Atlas Eólico del IDAE.

Siguiendo las pautas marcadas por el manual de usuario de la aplicación, en primer lugar obtenemos el mapa eólico de la velocidad media del viento a 80 metros de altura de la zona de interés, en nuestro caso el Golfo de Cádiz.

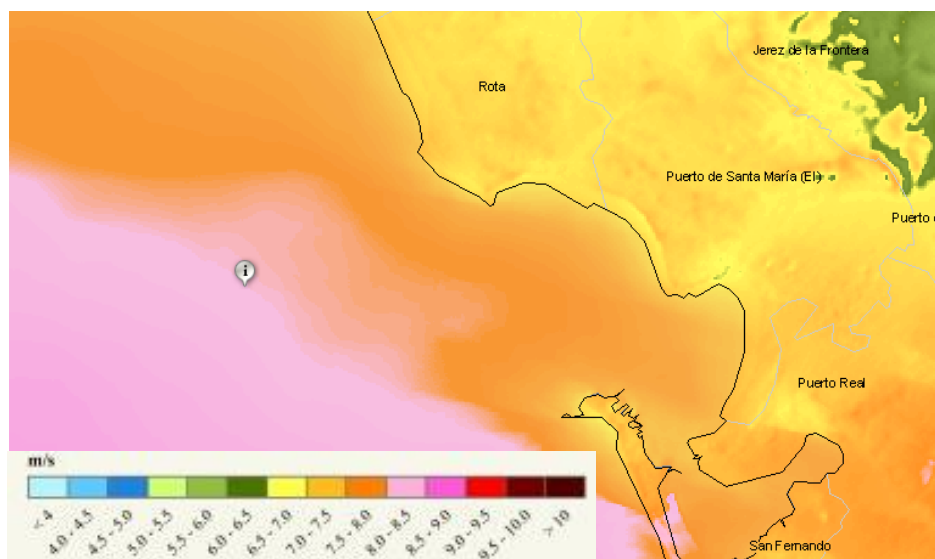


Ilustración 1. Mapa eólico de la zona del emplazamiento a 80 metros de altura. Fuente: IDAE

Como se puede comprobar, la situación aproximada del parque eólico offshore se corresponde, según la estimación del IDAE, con una velocidad media a 80 metros de entre 8 y 8,5 m/s.

A su vez, también se aporta el mapa eólico de la velocidad media estacional a 80 metros en la Ilustración 2.

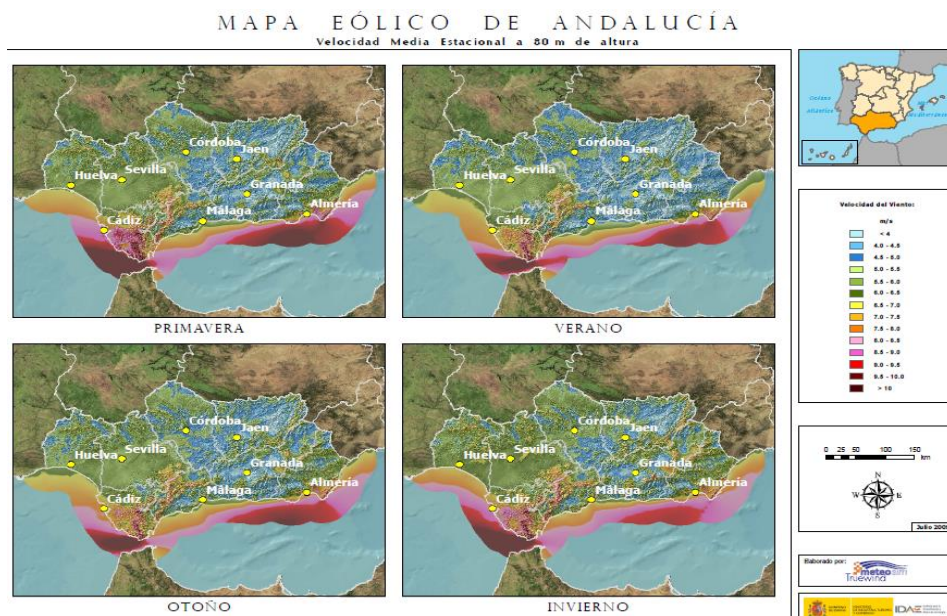


Ilustración 2. Mapa eólico de la velocidad media estacional a 80 metros en Andalucía. Fuente: IDAE

Una vez conocida la localización, si accedemos a la aplicación, que nos permitirá determinar las velocidades medias estimadas así como la distribución de las direcciones del viento, obtenemos las siguientes tablas y gráficas para nuestra localización.

Información					
Distribución por direcciones a 80m.					
Coordenadas UTM(m): 188441,4053261					
Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4.78	6.851	2.45	7.598	2.164
NNE	3.65	6.795	1.82	7.571	2.206
NE	5.65	6.916	2.89	7.847	2.445
ENE	3.11	5.875	0.98	6.594	2.324
E	3.69	7.658	2.78	8.768	2.279
ESE	10.15	11.661	28.35	13.576	2.287
SE	6.36	10.104	11.92	11.43	2.013
SSE	3.49	8.514	3.77	9.643	2.094
S	4.02	8.11	3.97	9.21	2
SSW	4.4	8.369	5.16	9.505	1.864
SW	4.95	7.909	5.04	9.099	1.879
WSW	7	7.223	4.99	8.694	2.371
W	10.15	7.755	7.87	8.906	2.331
WNW	10.45	7.336	6.38	8.418	2.588
NW	10.03	7.449	6.12	8.353	2.497
NNW	8.12	7.666	5.51	8.492	2.303

Ilustración 3. Distribución por direcciones a 80 metros. Fuente: IDAE

A partir de estos resultados podemos graficar las frecuencias y las velocidades medias en función de la dirección del viento:

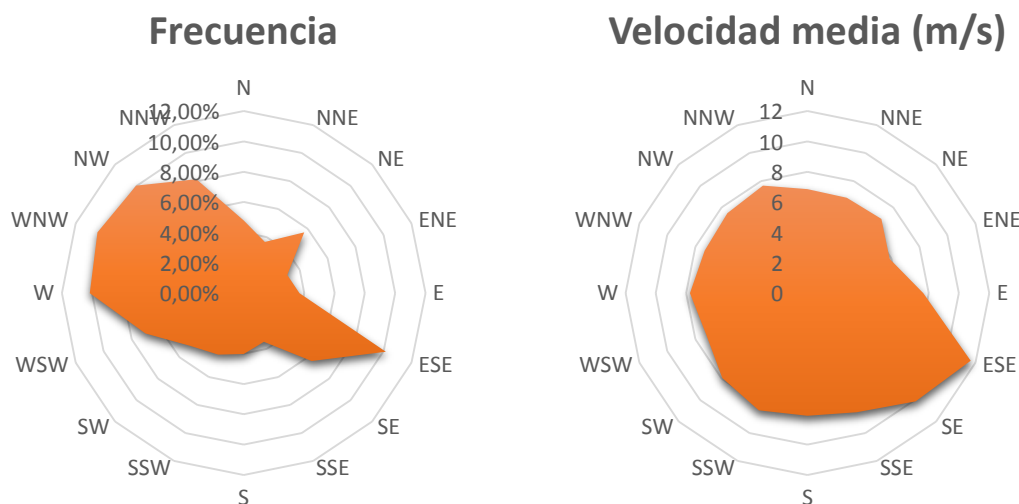


Ilustración 4. Gráficos de la frecuencia y de la velocidad media en función de la dirección del viento

En base a estas gráficas, podemos determinar que la mayor parte de la energía eólica provendrá de la componente ESE, por lo que tendrá que ser muy considerada a la hora de diseñar la disposición de los aerogeneradores en el parque.

Por otro lado, la página web también nos proporciona los valores estacionales a 80 metros y la media anual de la velocidad del viento a diferentes alturas.

Coordenadas UTM(m): 188341, 4053661

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Velocidad (m/s)	8.41	7.4	7.9	8.54
Weibull C (m/s)	9.66	8.45	8.92	9.44
Weibull K	2.097	2.342	2.37	1.95

Ilustración 5. Valores estacionales a 80 metros. Fuente: IDAE

Coordenadas UTM(m): 188441,4053861

Elevación (m): 0

Rugosidad (m): 0.001

	30m.	60m.	80m.	100m.
Velocidad (m/s)	7.3	7.8	8.06	8.26
Weibull C (m/s)	8.4	8.93	9.19	9.37
Weibull K	2.094	2.126	2.14	2.174

Ilustración 6. Media anual de valores a distintas alturas. Fuente: IDAE

Respecto de los datos de velocidades medias obtenidos, así como los parámetros de la distribución de Weibull que también nos aporta el IDAE, se emplearán en procesos sucesivos a fin de calcular el potencial eólico de nuestro emplazamiento, y que se detallan a continuación.

4. CÁLCULO DE LA NUEVA VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

Las velocidades medias obtenidas en la página web de la IDAE se obtuvieron a unas alturas de 30, 60 y 80 metros, por lo tanto, ahora necesitamos conocer la velocidad media del viento a la altura del buje del aerogenerador, es decir, a 90 metros.

La variación de la velocidad del viento según la altura se rige por la siguiente ecuación:

$$v = v_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_0}\right)}$$

Siendo:

v = velocidad del viento a la altura que se desea calcular [m/s]

v_{ref} = velocidad del viento a una altura de referencia [m/s]

z = altura a la que se desea calcular la velocidad del viento [m]

z_{ref} = altura de referencia [m]

z_0 = longitud de rugosidad en la dirección del viento [m]

Según el Atlas Eólico Europeo, las diferentes clases de terreno tienen los siguientes valores de rugosidad:

Tabla 1. Clases de rugosidad del terreno y sus valores

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad [m]	Índice de energía [%]	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con una superficie lisa, p.ej., pistas de hormigón
1	0,03	52	Área agrícola sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Solo colinas suavemente redondeadas
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 1250 m
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 500 m
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 metros de altura con una distancia aproximada de 250 m
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola, con muchos o altos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado o muy desigual
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

En nuestro caso estamos en la clase 0, que es la mejor condición para el emplazamiento de un parque eólico en cuanto a rugosidad de refiere.

Como se desconoce la velocidad del viento a esos 90 metros, es necesario realizar el cálculo de la nueva velocidad media. Para ello la página web de la Danish Wind Industry Association (DWIA) pone a disposición del público herramientas para el cálculo de distintas variables referentes a la energía eólica. Entre ellas se encuentra el cálculo de la nueva velocidad media en función de la rugosidad y la altura a la que nos encontramos. Así pues introduciendo el valor de la velocidad que disponemos a 80 metros:

CALCULATOR							
Rugosidad							
Clase	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	3.0	4.0
Long. (m)	0.0002	0.0024	0.03	0.055	0.1	0.4	1.6
150 m	8.45	7.95	7.26	7.06	6.83	6.23	5.45
140 m	8.41	7.9	7.2	6.99	6.77	6.15	5.36
130 m	8.36	7.85	7.14	6.93	6.7	6.08	5.28
120 m	8.31	7.79	7.07	6.86	6.63	5.99	5.18
110 m	8.26	7.73	7	6.78	6.54	5.9	5.07
100 m	8.2	7.66	6.92	6.69	6.45	5.8	4.96
90 m	8.13	7.59	6.83	6.60	6.36	5.69	4.83
80 m	8.06	7.5	6.73	6.5	6.25	5.57	4.69
70 m	7.98	7.4	6.61	6.38	6.12	5.43	4.53
60 m	7.88	7.29	6.48	6.24	5.98	5.26	4.35
50 m	7.77	7.16	6.33	6.08	5.81	5.07	4.13
40 m	7.63	7	6.13	5.88	5.60	4.84	3.86
30 m	7.45	6.79	5.89	5.62	5.33	4.54	3.52
20 m	7.19	6.5	5.54	5.26	4.95	4.11	3.03
10 m	6.76	6	4.95	4.64	4.3	3.38	2.2

Ilustración 7. Cálculo nueva velocidad. Fuente: DWIA

A mayores se puede obtener la gráfica correspondiente a la variación de la velocidad con la altura para una rugosidad específica, en este caso la de clase 0 para los datos introducidos:

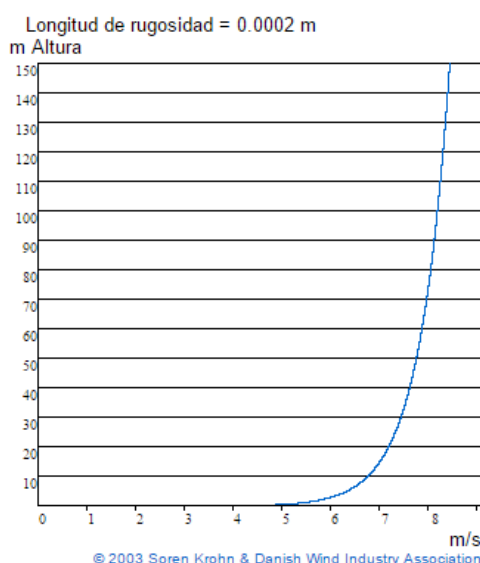


Ilustración 8. Variación del viento con la altura para una rugosidad de clase 0. Fuente: DWIA

5. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE ENERGÍA

Como ya se ha comentado en el apartado 1, la potencia del viento viene dada por la "ley del cubo" en donde se veía que los factores que influían en la potencia eran el área de barrido, la densidad del aire y la velocidad del viento.

La página de la DWIA nos vuelve a ofrecer otra herramienta para calcular la energía producida por el aerogenerador si se le introduce los siguientes parámetros:

- Datos de la densidad del aire: La densidad del aire va a depender de la altura y la temperatura media del aire en esa zona. En la página web de Puertos del Estado, www.puertos.es, podemos encontrar información relativa a esto ya que hay datos de una boya situada en el Golfo de Cádiz prácticamente a nivel del mar. En base a la gráfica y, teniendo en cuenta que la temperatura disminuye a un ritmo de unos 0,65°C por cada 100 metros de elevación, podemos tomar una media de 18°C a 90 metros de altura.

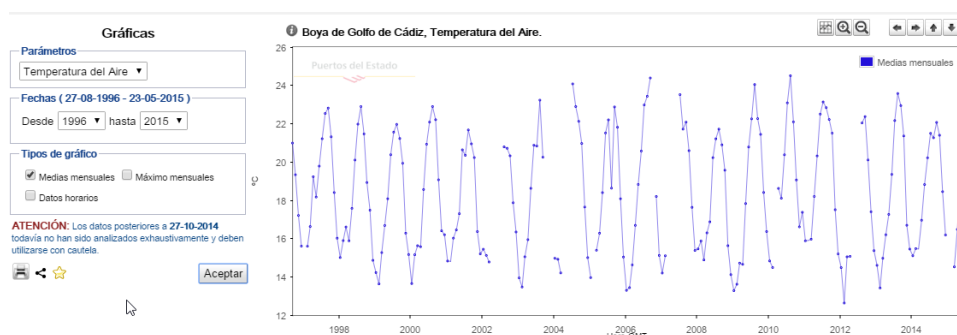


Ilustración 9. Gráfico de la temperatura media mensual en el Golfo de Cádiz de 1996 a 2015. Fuente: Puertos del Estado

- Datos de distribución del viento en el emplazamiento: Ya se ha calculado la velocidad media y tanto el parámetro de forma de Weibull como la clase de rugosidad la hemos obtenido antes. Así pues:

Tabla 2. Datos de distribución del viento

Parámetro de forma de Weibull (K)	2,14
Velocidad media del viento a 90 m	8,13 m/s
Clase de rugosidad	Clase 0

- Datos del aerogenerador: En el catálogo del aerogenerador nos viene todos los datos necesarios.

Tabla 3. Datos del aerogenerador. Fuente: Mervento

Potencia turbina	3600 kW
Velocidad de conexión	4 m/s
Velocidad de corte	25 m/s
Diámetro del rotor	118 m
Altura del buje	90 m

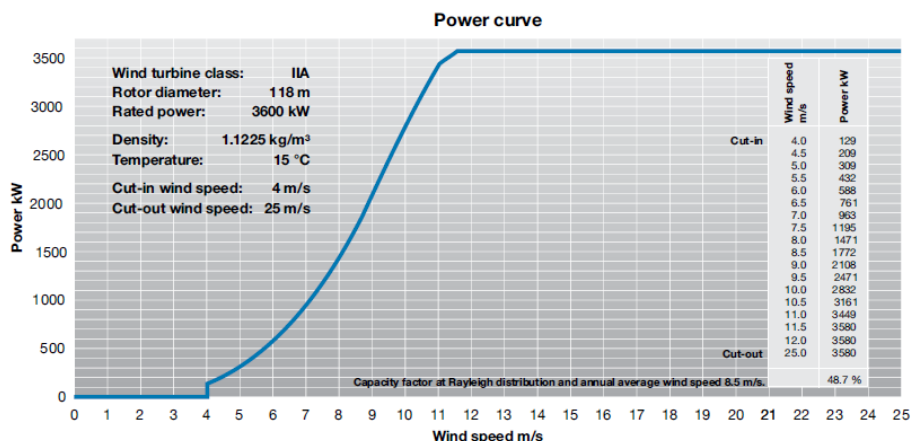


Ilustración 10. Curva de potencia del aerogenerador. Fuente: Mervento

Introduciendo todos estos parámetros dentro de la herramienta de la DWIA obtenemos los resultados de la Tabla 4.

Tabla 4. Resultados de potencia. Fuente: DWIA

Resultados de la potencia de salida en el emplazamiento		Resultados de la potencia de salida de la turbina	
Potencia de entrada	579 W/m ² de área de rotor	Potencia de salida	147 W/ m ² de área de rotor
Máxima potencia de entrada a	12,5 m/s	Energía producida	1289 kWh/m ² /año
Velocidad media a la altura del buje	8,1 m/s	Energía producida	14092002 kWh/año
		Factor de carga	45

El factor de carga es una forma de conocer la producción anual de energía de un aerogenerador en su localización particular. Con factor de carga se quiere decir la producción anual de energía dividida por la producción teórica máxima, si la máquina estuviera funcionando a su potencia nominal (máxima) durante las 8766 horas del año.

Tanto las potencias como las energías brutas calculadas son solo para un solo aerogenerador, por lo que en realidad para los 20 aerogeneradores que van a componer el parque:

Tabla 5. Energía bruta por aerogenerador y del parque

Energía bruta por aerogenerador	14092002 kWh/año
Energía bruta total	281840040 kWh/año

Otros resultados que nos ofrece son las densidades de potencia y el coeficiente de potencia en función de la velocidad del viento, tal y como se muestran en la

Ilustración 11 y en la Ilustración 12.

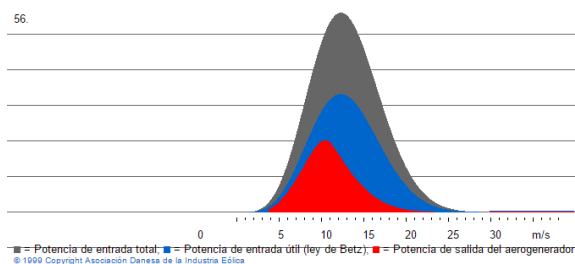


Ilustración 11. Densidad de potencia en función de la velocidad. Fuente: DWIA

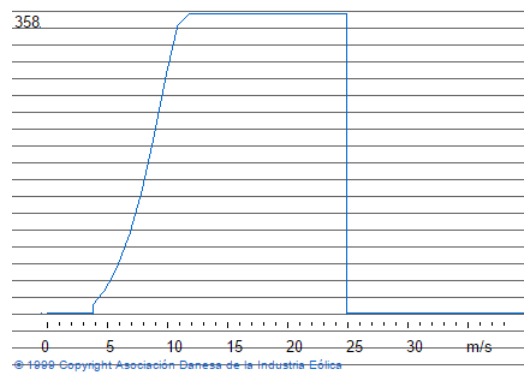


Ilustración 12. Coeficiente de potencia en función de la velocidad. Fuente: DWIA

Podemos proceder a calcular el número de horas equivalentes, así como la producción neta esperable en nuestra localización.

Cálculo de la energía neta

La energía calculada anteriormente es la energía bruta generada en el parque eólico, pero esa no es la energía que se va a vender, ya que habrá que tener en cuenta una serie de pérdidas que van a ocurrir durante todo el proceso. Las pérdidas principales que se tiene en cuenta son las siguientes:

- Perdidas por no disponibilidad: Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, los aerogeneradores necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes (fallos de suministro eléctrico) pueden inutilizar los aerogeneradores. En el caso de nuestro aerogenerador el factor de disponibilidad está en el 97%, por lo que se tienen unas pérdidas únicamente del 3%.
- Perdidas por el efecto parque: al colocar varios aerogeneradores en el mismo parque eólico, es posible que interfieran entre ellos, dependiendo de su colocación y de la dirección del viento. Tras pasar por un aerogenerador, la velocidad del viento disminuye. Por este motivo, los aerogeneradores se colocan tan separados entre sí, para que esta influencia sea la menor posible. Conociendo el rotor de la turbina eólica, la rosa de los vientos, la distribución de Weibull y la rugosidad en las diferentes direcciones, los fabricantes o proyectistas pueden calcular la pérdida de energía debida al apantallamiento entre aerogeneradores. La pérdida de energía típica en este caso es de alrededor del 5%.
- Pérdidas eléctricas: desde la obtención de energía del viento por parte del rotor hasta que se cede a la red hay una serie de pérdidas que se engloban como pérdidas eléctricas debidas principalmente al transporte de energía y el efecto Joule. Parte de estas pérdidas se calculan en el anexo correspondiente a los cálculos eléctricos y se elevan a 756,112 kW para las líneas de cableado. Esto representa un 1,05% del total de la

potencia del parque, sin embargo se deben de tener otras pérdidas como las correspondientes a las pérdidas en los transformadores o cualquier otro dispositivo eléctrico del parque eólico. Por ello se elevan las pérdidas eléctricas hasta un 3%.

Teniendo en cuenta todo esto:

Tabla 6. Energía bruta, pérdidas y energía neta

Energía bruta	281840040 kWh/año
Pérdidas por no disponibilidad (3%)	8455201,2 kWh/año
Pérdidas por el efecto parque (5%)	14092002 kWh/año
Pérdidas eléctricas (3%)	8455201,2 kWh/año
Energía neta	250837635,6 kWh/año

La energía neta esperada en todo el parque a lo largo de un año asciende a **250,84 GWh**.

Las horas equivalentes es el parámetro usado en la caracterización del aprovechamiento de la energía eólica, que está relacionado con el factor de carga. Constituye la relación equivalente entre el tiempo de funcionamiento de la máquina y su potencia nominal.

$$h_{eq} = \frac{\text{Energía anual producida}}{\text{Potencia total del parque}} = \frac{250837635,6 \text{ kWh/año}}{72000 \text{ kW}} = 3483,856 \text{ horas/año}$$

Las horas equivalentes del parque eólico marino proyectado se estiman en unas 3484 horas al año.

Ferrol, Junio de 2015.

Fdo. Soraya Atilano Brea

ANEXO III

Cálculos eléctricos

ÍNDICE ANEXO III

1. OBJETIVO	1
2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES	1
3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE CADA AEROGENERADOR	3
4. RED SUBMARINA DE MEDIA TENSIÓN DE 30 KV	3
4.1. Intensidad máxima admisible	3
4.2. Caídas de tensión máximas	5
4.3. Dimensionamiento final cables submarinos de 30 kV	6
5. RED SUBMARINA DE ALTA TENSIÓN DE 220 KV	7
5.1. Intensidad máxima admisible	7
5.2. Caídas de tensión máximas	7
5.3. Dimensionamiento final cable submarino de 220 kV	8
6. RED SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN A 220 KV	8
6.1. Intensidad máxima admisible	8
6.2. Caídas de tensión máximas	12
6.3. Dimensionamiento final cable subterráneo de 220 kV	12
7. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CABLES	13
8. CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA	14

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquema parque con aerogeneradores numerados.....	2
Ilustración 3. Distancia entre ejes de los cables. Fuente: ABB.....	9
Ilustración 4. Mapa de España con el grado de humedad del terreno. Fuente: AEMET	11

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Potencia de las líneas del parque	4
Tabla 2. Cálculo de las intensidades nominales y las secciones del cable para líneas submarinas de 30 kV.....	5
Tabla 3. Cálculo de las caídas de tensión en las líneas submarinas de 30 kV	6
Tabla 4. Dimensiones cables de la línea submarina de 30 kV	6
Tabla 5. Cálculo de la intensidad nominal y la sección del cable para la línea submarina de 220 kV.....	7
Tabla 6. Cálculo de la caída de tensión para la línea submarina de 220 kV.....	7
Tabla 7. Dimensiones cables de la línea submarina de 220 kV.....	8
Tabla 8. Intensidades admisibles para conductores subterráneos con aislante XLPE. Fuente: ABB	9
Tabla 9. Factores de corrección para una temperatura del terreno distinta a 25°C. Fuente: ITC-LAT-06.....	10
Tabla 10. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W. Fuente: ITC-LAT-06.....	10
Tabla 11. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. Fuente: ITC-LAT-06.....	10
Tabla 12. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1 m	11
Tabla 13. Cálculo de la intensidad nominal y la sección del cable para la línea subterránea de 220 kV.....	12
Tabla 14. Cálculo de la caída de tensión para la línea subterránea de 220 kV	12
Tabla 15. Dimensiones cable de la línea subterránea de 220 kV	12
Tabla 16. Cálculo de pérdidas de potencia para el cableado de 30 kV	13
Tabla 17. Cálculo de pérdidas de potencia para el cableado submarino de 220 kV.....	13
Tabla 18. Cálculo de pérdidas de potencia para el cableado subterráneo de 220 kV	13
Tabla 19. Pérdidas totales de potencia de la instalación	14
Tabla 20. Máxima caída de tensión en toda la instalación	14

1. OBJETIVO

En este anexo se realizarán los cálculos eléctricos básicos, partiendo de la conversión de la energía eólico-mecánico-eléctrica, hasta la conexión con la línea de alta tensión.

El objetivo principal es definir los diferentes parámetros necesarios para la elección de los conductores que son necesarios en las instalaciones, asegurándose que todos los elementos elegidos cumplen con las condiciones necesarias para su funcionamiento con total seguridad.

No es objeto de este trabajo el diseño completo de la instalación eléctrica del parque eólico ya que eso supondría la realización de un proyecto completo.

Por lo tanto, para definir dichos parámetros eléctricos que determinan la infraestructura proyectada y describen su funcionamiento, se desarrollan los siguientes cálculos:

- Dimensionado de conductores
- Caídas de tensión y pérdidas de potencia en estos

2. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

La configuración utilizada en el parque es la conexión en Media Tensión de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación. Para la evacuación de electricidad al punto de conexión en red se utilizará una conexión en Alta Tensión, parte por mar y parte por tierra.

El sistema eléctrico del parque eólico está compuesto por los siguientes elementos, ordenados según el flujo de energía:

- Instalación eléctrica de Baja Tensión de cada aerogenerador
- Centro de transformación de cada aerogenerador
- Red subterránea de Media Tensión
- Subestación offshore
- Evacuación en Alta Tensión
 - Red submarina a tierra
 - Red subterránea en tierra hasta la subestación

Los datos eléctricos necesarios del parque eólico offshore para los cálculos posteriores se exponen a continuación:

- Cada aerogenerador dispone de un transformador con una relación de transformación de 30/3,9 kV. Para simplificar los cálculos, admitiremos que el aporte de los generadores asíncronos al cortocircuito es despreciable frente al aporte de la red eléctrica general, siendo esta hipótesis válida, ya que apenas existe variación en los resultados obtenidos.

- La conexión entre los aerogeneradores y la subestación se lleva a cabo mediante líneas submarinas de Media Tensión a 30kV. Se calculará la sección de los conductores que componen estas líneas submarinas para cada tramo en particular.
- Los veinte aerogeneradores que conforman el parque eólico se disponen en cuatro filas de cinco aerogeneradores cada una, unidos entre sí, y cada fila unida a la subestación offshore. Por lo tanto, la red subterránea de Media Tensión está compuesta por cuatro líneas:
 - Línea 1: conecta los aerogeneradores del 1 al 5 hasta la subestación offshore
 - Línea 2: conecta los aerogeneradores del 6 al 10 hasta la subestación offshore
 - Línea 3: conecta los aerogeneradores del 11 al 15 hasta la subestación offshore
 - Línea 4: conecta los aerogeneradores del 16 al 20 hasta la subestación offshore

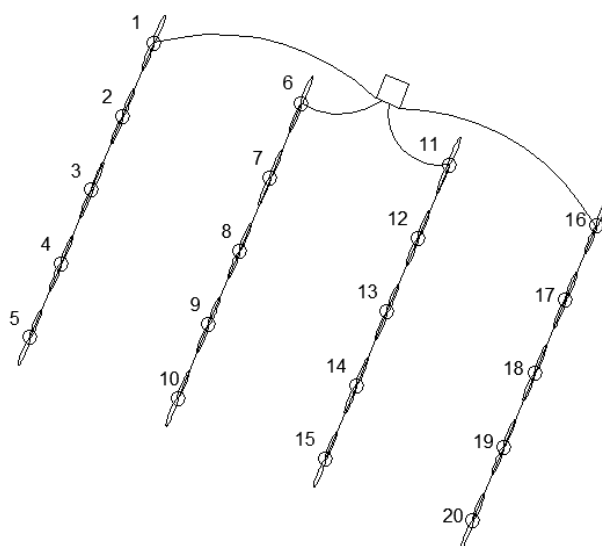


Ilustración 1. Esquema parque con aerogeneradores numerados

- Los dos transformadores de la subestación offshore tienen una relación de transformación de 220/30 kV, de 50 MVA de potencia cada uno.
- También existe un transformador para alimentar los servicios auxiliares de la subestación con una relación de transformación de 0,4/30 kV, con una potencia de 50 kVA y una reactancia de cortocircuito del 5%.
- La conexión entre la subestación offshore y tierra se hace mediante una línea submarina de Alta Tensión a 220 kV. Se calculará la sección del conductor de esta línea submarina de aproximadamente 11 kilómetros.
- La conexión a la subestación eléctrica "Puerto de Santa María" por tierra se hace mediante una línea subterránea de Alta Tensión a 220 kV. Se calculará la sección del conductor de esta línea de aproximadamente 8 km.

Para facilitar el análisis se acompaña el esquema unifilar en el Documento Planos.

3. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE BAJA TENSIÓN DE CADA AEROGENERADOR

Los circuitos que componen la red de Baja Tensión de los aerogeneradores, es decir, los conductores de 3,9 kV, no son objeto de cálculo en el presente trabajo, ya que el propio fabricante del modelo de aerogeneradores elegido determinará el tipo de conductor a emplear.

4. RED SUBMARINA DE MEDIA TENSIÓN DE 30 KV

La conexión de los aerogeneradores entre sí y a la subestación offshore se realiza a través de una red de media tensión, mediante una línea submarina de 30 kV enterrada a 1 metro de profundidad. Los cables empleados para esta línea 30 kV son cables tripolares de cobre con aislante tipo XLPE (polietileno extruido) de ABB, cuya sección dependerá del tramo en el que nos encontremos la línea.

En cuanto al dimensionado del cableado, la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT 06, Líneas Subterráneas con Cables Aislados, en el punto 4.6 correspondiente a la instalación de cables aislados en fondos acuáticos dice:

"Cuando el trazado de un cable deba discurrir por fondos acuáticos (marinos, lacustres, fluviales, etc.), se realizará un proyecto técnico completo de la instalación y del tendido, considerando todas las acciones que el cable pueda sufrir (esfuerzos por mareas o corrientes, presión, esfuerzos durante el tendido y en el cable instalado, empuje hidráulico, etc.).

Se deberán tomar las medidas preventivas para que el cable no pueda ser afectado por ningún dispositivo arrastrado por cualquier embarcación (ancla, red de arrastre, etc.).

La zona de transición del cable, de agua a tierra, puede estar especialmente sometida a corrientes, oleajes y mareas. El proyectista deberá estudiar, para dicha zona, la manera de instalar el cable de forma que se evite su movimiento."

Debido a la dificultad de cálculo y diseño de todo el proceso, se procederá únicamente al dimensionamiento de los cables conductores.

En nuestro estudio, la determinación de la sección del cable, debe satisfacer los siguientes criterios simultáneamente:

- Intensidad máxima admisible
- Caídas de tensión máxima

4.1. Intensidad máxima admisible

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no debe superar nunca la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Por el cable elegido, esta temperatura corresponde con un valor de 90°C.

La disposición concreta de los aerogeneradores en el parque eólico da lugar a que las potencias máximas previstas a suministrar por cada línea varíen a lo largo de ésta. En el caso del parque de este trabajo existen cuatro líneas y todas tienen los mismos aerogeneradores, por lo que todas suministran la misma potencia en cada tramo.

Tabla 1. Potencia de las líneas del parque

Línea	Potencia unitaria (MW)	Nº aerogeneradores	Potencia línea (MW)
Línea 1	3,6	5	18
Línea 2	3,6	5	18
Línea 3	3,6	5	18
Línea 4	3,6	5	18
Total		20	72

Para calcular la intensidad según la potencia:

$$P = \sqrt{3}VI\cos\varphi$$

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3}V\cos\varphi}$$

En donde:

P = potencia a transportar [W]

V = tensión de la línea [V]

I_n = intensidad nominal de la línea [A]

$\cos \varphi$ = factor de potencia

Por tanto, la intensidad nominal va a ser diferente en función del tramo de línea en el que estemos, ya que en cada tramo la potencia a transportar es distinta. Los cables que van cosiendo un aerogenerador con otro podrían ser los mismos que van desde el ultimo aerogenerador hasta la subestación, puesto que es el que mayor intensidad lleva y por tanto el tramo que limitaría. Sin embargo, no todos llevan la misma intensidad, y por motivos económicos principalmente, se dimensionará cada tramo.

Conocida la intensidad nominal que circula por cada tramo de la línea se elige aquella sección del conductor que satisfaga dicha corriente sin exceder de la máxima admisible dada por el fabricante, pero siempre dejando un margen de seguridad en la elección.

Por otro lado, normalmente se deben aplicar factores de corrección en función de las características del medio ya que las que nos da el fabricante son estándar. Sin embargo, para el caso de cables submarinos, el reglamento no indica nada sobre los factores de corrección. Así pues se elegirá la sección del cable que soporte la intensidad máxima y que produzca unas pérdidas eléctricas admisibles.

Sabiendo que el voltaje es de 30 kV y que el factor de potencia se considerará de 0,95 ya que es con el que sale de los transformadores de los aerogeneradores:

Tabla 2. Cálculo de las intensidades nominales y las secciones del cable para líneas submarinas de 30 kV

Tramo de la línea	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)	Distancia (m)
1 - 2	72,93	95	300	552
2 - 3	145,86	95	300	552
3 - 4	218,79	95	300	552
4 - 5	291,71	120	340	552
5 - subest	364,64	185	420	1500

4.2. Caídas de tensión máximas

Las caídas de tensión dentro del parque eólico se dan en las líneas de media tensión que unen los aerogeneradores entre sí y con la subestación. Dentro de la propia subestación, las longitudes de los conductores son menores, por lo que las caídas de tensión en ella son prácticamente despreciables.

En general, según se establece en el RE-LAT 2008 ninguna línea podrá superar el 5% de caída de tensión, por lo que los conductores elegidos deben ajustarse a esta prescripción.

Las expresiones de caída de tensión absoluta y relativa son las siguientes:

$$\Delta U = I \cdot L \cdot (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U} \cdot 100$$

Siendo:

ΔU = Caída de tensión [V]

I = Intensidad a transportar [A]

L = Longitud del cable [km]

R = Resistencia del conductor [Ω /km]

X = Reactancia inductiva del conductor [Ω /km]

$\cos \varphi$ = factor de potencia

U = Tensión de servicio de la línea [V]

Los datos de la resistencia vienen dados por el fabricante en los catálogos que aparecen en el anexo correspondiente, que a su vez también nos proporciona el valor de la inductancia, que nos servirá para calcular el valor de la reactancia según la siguiente formula:

$$X = 2\pi f \cdot \frac{L}{1000}$$

Siendo:

X = reactancia el cable [Ω /km]

f = frecuencia de la red [Hz]

L = inductancia del cable [mH/km]

El valor de la resistencia está referenciado a 20°C, por lo que se deberá corregir para 90°C mediante:

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = R_{20^{\circ}\text{C}} \cdot (1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}} \cdot \Delta T)$$

Siendo $\alpha_{20^{\circ}\text{C}} = 0,00393$ en cobre.

Las distancias se han calculado teniendo en cuenta las alturas de las plataformas de los aerogeneradores, como la de la subestación.

Tabla 3. Cálculo de las caídas de tensión en las líneas submarinas de 30 kV

Tramo de la línea	Intensidad (A)	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia 90°C (Ω/km)	Inductancia (mH/km)	Reactancia (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
1 - 2	72,93	552	95	0,246	0,44	0,1382	11,14911666	0,0372%
2 - 3	145,86	552	95	0,246	0,44	0,1382	22,29823332	0,0743%
3 - 4	218,79	552	95	0,246	0,44	0,1382	33,44734999	0,1115%
4 - 5	291,71	552	120	0,195	0,42	0,1319	36,47822283	0,1216%
5 - subest	364,64	1500	185	0,126	0,39	0,1225	86,58529672	0,2886%
Total		3708					189,9582195	0,6332%

Como todas las líneas tienen los mismos datos, todas tienen la misma caída de tensión. Y, como podemos comprobar, no se supera el 5% máximo permitido.

4.3. Dimensionamiento final cables submarinos de 30 kV

Comprobado que se cumplen los requisitos que se establecían, los cables que se van a utilizar tienen las siguientes características:

Tabla 4. Dimensiones cables de la línea submarina de 30 kV

Tramo de la línea	Distancia (m)	Sección (mm ²)
1 - 2	552	95
2 - 3	552	95
3 - 4	552	95
4 - 5	552	120
5 - subest	1500	185

Para los tres primeros tramos de la línea, es suficiente con cables de 95 mm² de sección, para los otros dos tramos, como la potencia a transportar es mayor se necesitan cables de 340 y 420 mm² de sección.

5. RED SUBMARINA DE ALTA TENSIÓN DE 220 KV

La evacuación de la energía desde la subestación offshore hasta tierra se realiza a través de una red de alta tensión, mediante una línea submarina enterrada a una profundidad de 1 metro de 220 kV y con una longitud aproximada de 11 km. El cable empleado para esta línea es un cable tripolar de cobre con aislante tipo XLPE (polietileno extruido) de ABB, cuya sección se calculará a continuación siguiendo los mismos criterios que se tomaron para calcular la línea de media tensión de 30 kV.

La única diferencia que tenemos que tener en cuenta ahora, es que ahora la potencia va a venir determinada por el transformador. Esta potencia máxima es de 100 MVA, la de los dos transformadores de la subestación. Y, además, para cumplir la normativa en la que se recoge que se debe de entregar la electricidad a la empresa distribuidora con un factor de potencia mínimo de 0,99, se colocarán una batería de condensadores a la salida de los transformadores.

5.1. Intensidad máxima admisible

Sabiendo que la potencia aparente de la subestación, S en MVA, se relaciona con la potencia a transportar según la siguiente formula:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi}$$

Se obtienen la potencia a transportar en la línea y la distancia hasta tierra:

$$P = 100 \text{ MVA} \cdot 0,99 = 99 \text{ MW}$$

Después de realizar los cálculos correspondientes obtenemos los siguientes resultados:

Tabla 5. Cálculo de la intensidad nominal y la sección del cable para la línea submarina de 220 kV

Tramo de la línea	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)	Distancia (km)
Línea a tierra	262,43	500	655	10,84

5.2. Caídas de tensión máximas

Siguiendo los pasos descritos en el cable de 30 kV se obtiene que no se supera el 5% en la caída de tensión:

Tabla 6. Cálculo de la caída de tensión para la línea submarina de 220 kV

Tramo de la línea	Intensidad (A)	Distancia (km)	Sección (mm ²)	Resistencia 90°C (Ω/km)	Inductancia (mH/km)	Reactancia (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
Línea a tierra	262,43	10,84	500	0,04667	0,43	0,135088484	157,288542	0,0715%

5.3. Dimensionamiento final cable submarino de 220 kV

Comprobado que se cumplen los requisitos que se establecían, los cables que se van a utilizar tienen las siguientes características:

Tabla 7. Dimensiones cables de la línea submarina de 220 kV

Tramo de la línea	Distancia (km)	Sección (mm ²)
Línea a tierra	10,84	500

La sección necesaria para el cable submarino de evacuación a tierra es de 500 mm², ya que el fabricante no ofrece secciones menores para esos niveles de tensión.

6. RED SUBTERRÁNEA DE ALTA TENSIÓN A 220 KV

Este tramo tiene una longitud de 8 km y discurre a 0,8 metros de profundidad en el interior de tubos de PEAD (Polietileno de Alta Densidad) entre la Subestación "Puerto de Santa María" (220 kV) y la caja de interconexión con el cable submarino.

Se van a utilizar tres cables unipolares dispuestos en planta, de cobre con aislamiento XLPE del fabricante ABB, por lo que los cables irán en el interior de tubos de P.E.A.D. de 160 mm de diámetro, uno por cada fase. Además también se enterrará un cable de fibra óptica para la comunicación con el parque eólico, en el interior de un tubo de P.E.A.D. de 90 mm de diámetro.

6.1. Intensidad máxima admisible

Como ya se vio anteriormente, las intensidades máximas admisibles en servicio permanente dependen en cada caso de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar, sin alteraciones de sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas. Esta temperatura es función del aislamiento y del régimen de carga. En cables con aislamiento de papel impregnado, depende también de la tensión. La temperatura máxima tabulada para el caso de un aislamiento con XLPE es de 90°C y en cortocircuito, para menos de 5 segundos, es de 250°C.

A los efectos de determinar la intensidad máxima admisible el reglamento ITC-LAT 06 indica que se tienen que aplicar unos factores de corrección en función de las características de la instalación ya que los valores que están tabulados en el catálogo del fabricante son para las condiciones que se muestran a continuación:

- Terno de cables unipolares dispuesto en formación plana
- Temperatura ambiente del terreno de 20°C
- Temperatura del aire ambiente de 35°C
- Profundidad de 1 m
- Distancia "s" entre ejes del cable: 70 mm + D_e
- Resistividad térmica del terreno de 10 K·m/W

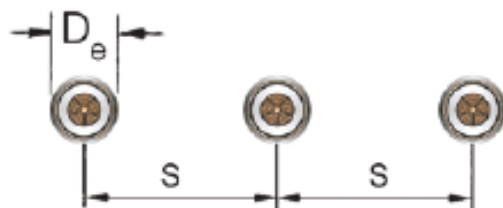


Ilustración 2. Distancia entre ejes de los cables. Fuente: ABB

Para estas condiciones, y para una tensión nominal de 220 kV, las intensidades admisibles en función de la sección del conductor son las siguientes:

Tabla 8. Intensidades admisibles para conductores subterráneos con aislante XLPE. Fuente: ABB

Rated voltage 110-500 kV, copper conductor – 95 mm ² screen								
Cross section conductor mm ²	Cables in Ground							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●			
	Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends	
	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
300	530	640	440	535	505	610	480	580
400	600	720	485	585	575	680	540	650
500	685	825	530	650	655	785	600	730
630	780	940	570	705	740	890	660	810
800	870	1055	610	755	825	995	720	885
1000	960	1165	645	800	900	1095	770	950
1200	1115	1345	690	860	1060	1280	855	1055
1400	1205	1455	715	890	1145	1385	895	1110
1600	1280	1550	735	920	1215	1470	930	1155
2000	1410	1705	765	955	1320	1605	980	1220
2500	1540	1875	795	1000	1445	1755	1025	1285

Entonces la intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de la instalación enterrada cuyas características se han especificado antes, deberá corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada no dé lugar a una temperatura, en el conductor, superior a los 90°C. A continuación, se exponen los casos particulares de la instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicando los coeficientes de corrección a aplicar.

Temperatura del terreno, K_T

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se indican los factores de corrección de a intensidad admisible para temperaturas del terreno θ_t , distintas de 25°C, en función de la temperatura máxima asignada al conductor θ_s (en este caso de 90°C):

Tabla 9. Factores de corrección para una temperatura del terreno distinta a 25°C. Fuente: ITC-LAT-06

Temperatura °C Servicio Permanente es	Temperatura del terreno, θ_v , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

En este caso, la temperatura media del terreno se encuentra alrededor de los 20°C, por lo que el valor de K_T sería de 1,04.

Resistividad térmica del terreno, K_R

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se indican, para distintas resistividades térmicas del terreno, los correspondientes factores de corrección de la intensidad admisible.

Tabla 10. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W. Fuente: ITC-LAT-06

Tipo de instalación	Sección del conductor mm²	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73
	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

La resistividad térmica del terreno depende del tipo de terreno y de su humedad, aumentando cuando el terreno está más seco. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra valores de resistividades térmicas del terreno en función de su naturaleza y grado de humedad.

Tabla 11. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. Fuente: ITC-LAT-06

Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

A continuación tenemos una ilustración en la que podemos detallar el grado de humedad de la zona:



Ilustración 3. Mapa de España con el grado de humedad del terreno. Fuente: AEMET

Se puede comprobar como el grado de humedad es seco, por lo que la resistividad térmica del terreno corresponde con la unidad. En el catálogo del fabricante, para tensiones de 220 kV y cables unipolares, la sección mínima del cable es 500 mm². Para cables en interior de tubos enterrados, el coeficiente K_R vale 1,10 a partir de una sección de cable de 400 mm².

Cables tripolares o ternos de cables unipolares agrupados

En este caso se va utilizar la misma disposición que nos da el fabricante por defecto, por lo que no es necesario realizar ninguna corrección.

Profundidad del terreno, K_p

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se indican los factores de corrección ue deben aplicarse para profundidades de instalación distintas de 1 metro.

Tabla 12. Factores de corrección para profundidades de la instalación distintas a 1 m

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Según el reglamento de Líneas de Alta Tensión, *"La profundidad, hasta la parte superior del cable tubo más próximo a la superficie, no será menor de 0,6 m en acera o tierra, ni de 0,8 m en calzada"*

En esta instalación estarán enterrados a una profundidad de 0,8 m, así pues este factor de corrección tiene el valor de 1,03.

A continuación se calcula la intensidad nominal:

$$I_c = I_n \cdot K_T \cdot K_P \cdot K_R$$

Tabla 13. Cálculo de la intensidad nominal y la sección del cable para la línea subterránea de 220 kV

Tramo de la línea	Intensidad (A)	Sección (mm ²)	Intensidad admisible (A)	Distancia (km)
Línea a subestación	309,23	500	650	8,8

La intensidad corregida nos marca que la sección mínima necesaria para este cable subterráneo es de 500 mm².

6.2. Caídas de tensión máximas

Siguiente los pasos de las líneas anteriores:

Tabla 14. Cálculo de la caída de tensión para la línea subterránea de 220 kV

Tramo de la línea	Intensidad (A)	Distancia (km)	Sección (mm ²)	Resistencia 90°C (Ω/km)	Inductancia (mH/km)	Reactancia (Ω/km)	ΔU (V)	ΔU (%)
Línea a subestación	309,23	8,8	500	0,04667	0,6	0,18849	198,0840525	0,0900%

Se comprueba que está lejos de llegar al 5% de caída de tensión.

6.3. Dimensionamiento final cable subterráneo de 220 kV

Viendo que se cumplen todos los requisitos, finalmente el dimensionamiento será:

Tabla 15. Dimensiones cable de la línea subterránea de 220 kV

Tramo de la línea	Distancia (km)	Sección (mm ²)
Línea a subestación	8,8	500

Finalmente, se utilizará un cable con una sección de 500 mm² para el cableado subterráneo hasta la subestación eléctrica.

7. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS CABLES

Para determinar las pérdidas por efecto Joule que tienen lugar en las líneas se utiliza la siguiente fórmula para corriente trifásica:

$$W_{pérdidas} = 3 \cdot I_n^2 \cdot R \cdot L$$

En donde

$W_{pérdidas}$ = Pérdidas por efecto Joule [W]

I_n = Intensidad nominal [A]

R = Resistencia del cable [Ω /km]

L = longitud del cable [km]

Los resultados de las pérdidas en el sistema de 30 kV, los de 220 kV y las totales se pueden ver en las siguientes tablas:

Tabla 16. Cálculo de pérdidas de potencia para el cableado de 30 kV

SISTEMA SUBMARINO 30 KV				
Tramo de línea	Intensidad (A)	Resistencia (Ω /km)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
1 - 2	72,93	0,2460943	0,552	2,167484069
2 - 3	145,86	0,2460943	0,552	8,669936274
3 - 4	218,79	0,2460943	0,552	19,50735662
4 - 5	291,71	0,1950903	0,552	27,49223316
5 - subest	364,64	0,12636241	1,5	75,60742537
Total línea				133,4444355
Número de líneas				4
Total cableado				533,777742

Tabla 17. Cálculo de pérdidas de potencia para el cableado submarino de 220 kV

SISTEMA SUBMARINO 220 KV				
Tramo de la línea	Intensidad (A)	Resistencia (Ω /km)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Línea a tierra	262,43	0,0467	10,84	104,5223707

Tabla 18. Cálculo de pérdidas de potencia para el cableado subterráneo de 220 kV

SISTEMA SUBTERRÁNEO 220 KV				
Tramo de la línea	Intensidad (A)	Resistencia (Ω /km)	Longitud (km)	Pérdidas (kW)
Línea a subestación	309,23	0,0467	8,8	117,8118945

Tabla 19. Pérdidas totales de potencia de la instalación

PÉRDIDAS TOTALES	
Tramo	Pérdidas (kW)
Tramo submarino 30 kV	533,777742
Tramo submarino 220 kV	104,5223707
Tramo subterráneo 220 kV	117,8118945
Total	756,1120073
% pérdidas	1,050%

8. CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA

La máxima caída de tensión que puede haber es desde el aerogenerador más lejano, que implica todos los tramos de una línea, y una de las líneas que une la subestación en el mar y la tierra. Según el reglamento esa caída de tensión no puede ser mayor del 5%.

Tabla 20. Máxima caída de tensión en toda la instalación

Tramo	Caída de tensión (%)
Línea de 30 kV	0,6332
Línea submarina de 220 kV	0,0715
Línea subterránea de 220 kV	0,0900
Total	0,7947

Efectivamente, la caída de tensión total del cableado eléctrico no es mayor al 5%.

Ferrol, Junio de 2015.

Fdo. Soraya Atilano Brea

ANEXO IV

Catálogos



ÍNDICE ANEXO IV

AEROGENERADOR MERVENTO 3.6 – 118


CABLEADO SUBTERRÁNEO ABB

CABLEADO SUBMARINO ABB



MERVENTO 3.6-118

THE WIND TURBINE REINVENTED



MERVENTO 3.6-118 ELEVATES YOUR WIND POWER REVENUE

The MERVENTO 3.6-118 wind turbine redefines the wind industry expectation for lifecycle profitability. Superior energy yield combined with minimized O&M cost generates the lowest cost of energy. Pure and simple.

MERVENTO 3.6-118 with a 125 meter full steel tower supported with stay cables as standard. The freestanding tower option is 90 meters.

The stay cable tower design results in a very high natural frequency of the complete turbine and ensures resonance-free operation. The stay cables take the thrust loads, so there is no bending moment at the tower root, which also enables a relatively small foundation. The decommissioning costs are low due to the bolted tower segments. The tower and stay cables are fully recyclable giving a payback when recycled.

With its large 118 meter rotor diameter and elevated hub height of 125 meters, the new MERVENTO 3.6-118 turbine catches the wind where the conditions are the best for a leveled and more efficient power generation. You can produce more energy from the same available wind. The solution delivers a remarkable capacity and yield that allows you to operate profitably even at less viable nearshore and onshore sites with medium and low winds.

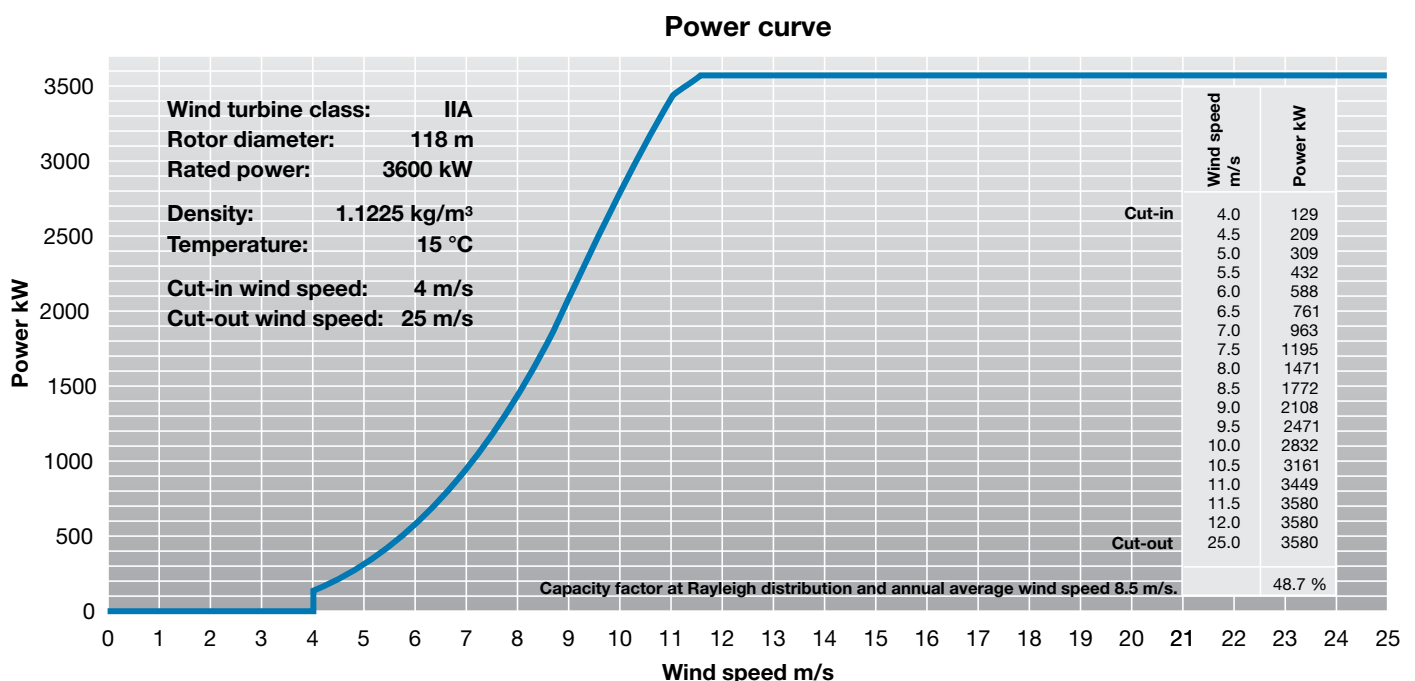
The MERVENTO 3.6-118 turbine is designed for wind class IEC IIA with an extended temperature range for operation in cold and harsh climates, typically the coastal areas in Nordic countries.

The 3.6-118 includes a number of innovations never before seen in the wind business. All technical solutions are optimized for the MERVENTO wind turbine, and the level of component integration is high.

All components in the power train are highly efficient. The Direct Drive medium voltage permanent magnet generator ensures a wider operating range and reduced power losses. All own use drives are equipped with frequency converters in order to cut back internal energy consumption even further.

The full-power converter with STATCOM capability provides excellent grid support with ensured future grid compliance. It also helps reduce drivetrain loads and enables increased power generation over a greater range of wind speeds.

The turbine availability exceeds 97% due to highly reliable technical solutions. High availability combined with the unprecedentedly efficient cyclic pitch operation raises the MERVENTO 3.6-118 to the top of its power class.



The power curve is based on analytic calculations and is valid for 15°C, air density $\rho=1,225 \text{ kg/m}^3$. It incorporates the turbine step-up transformer (20 kV) and own energy consumption.

Do not get misled when comparing power curves. Wind turbine power curves are often defined excluding losses in the turbine step-up transformer as well as leaving out the turbine's own energy consumption. Furthermore, the site cable and the grid substation losses are frequently left out of the power curve calculations. In operation, the real energy production is reduced by wake effects, icing of the blades, yaw errors, wind inclination, wind shear and turbine availability. The air density, Weibull distribution parameters and annual average wind speed discrepancy also influence the actual energy production.

That is why the turbine production in real life is usually lower than indicated by calculations based on a sales power curve.

Due to the emphasis on high output and low losses, the power curve of MERVENTO 3.6-118 is the best in its power class. The Mervento power curve is given at the turbine station outgoing feeder terminals for a 20 kV step-up transformer. **It includes all losses and represents the true power output to the grid – 100% net.**

DIRECT APPROACH TO RELIABILITY

MERVENTO 3.6-118 is a rigid wind turbine especially suitable for nearshore and offshore use. It is optimized for IEC Class II and designed for cold climate conditions.

Reliability is the key to success when investing in wind power generation. The most sensitive components in a wind turbine are the gearbox, power electronics and the pitch system.

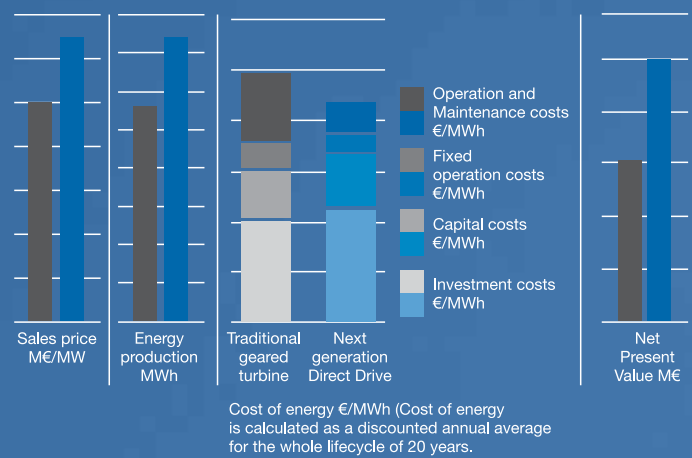
With a Direct Drive permanent magnet generator there is no need for gears or slip rings! The medium voltage system and IGCT technology used in the power converter reduce active elements, cabling and connection points. All cables used are halogen-free to enhance safety in case of fire.

The fail-safe hydraulic pitch system and integrated, storm-proof yaw and yaw brake system improve efficiency and reliability. The cyclic pitch reduces the rotor blade load amplitude by up to 75% when operating above rated wind speed. The cooling system in the nacelle is air-to-air, which eliminates the need for failure prone water-based cooling.

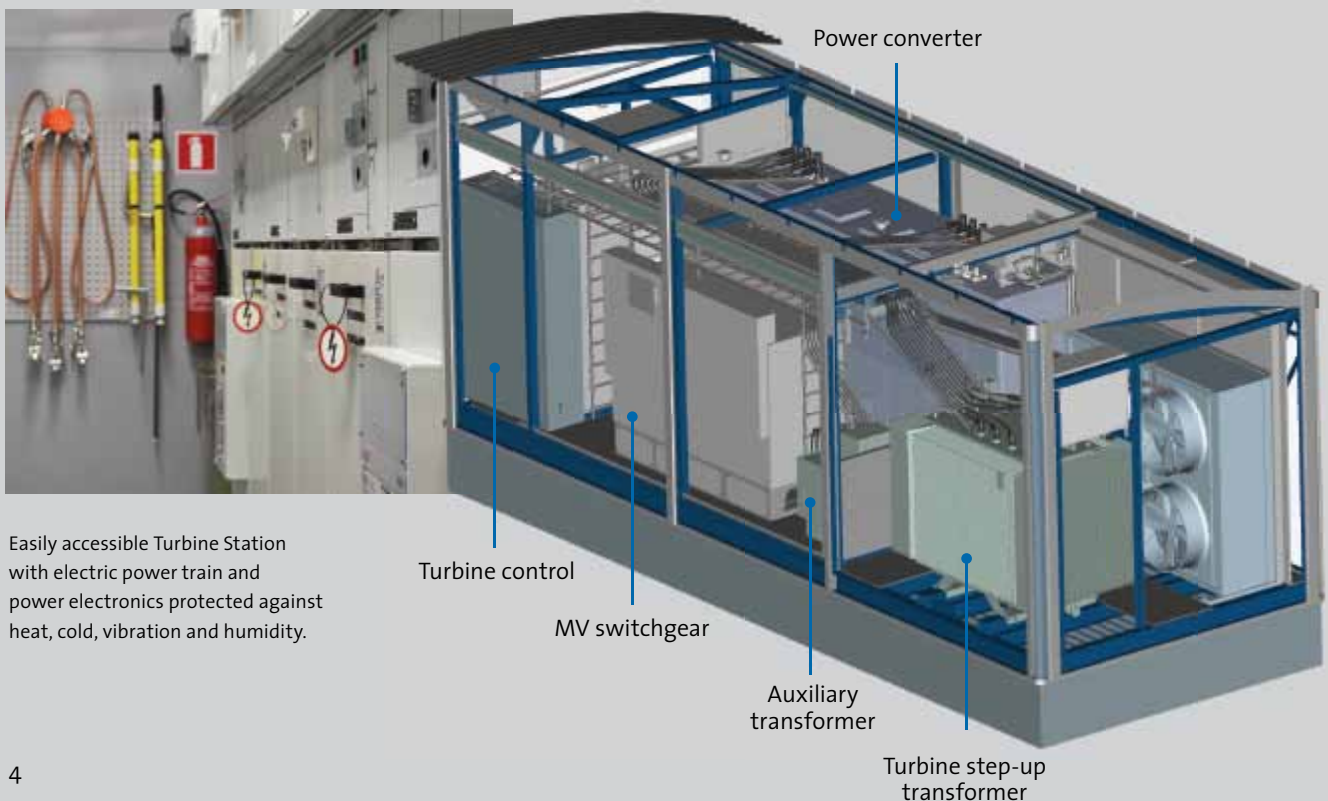
The Turbine Station is delivered as a pre-tested, plug-and-play module including all the essential electrical equipment. The separate, ground level Turbine Station is easily accessible in every situation and offers stable conditions for the power converter, transformer, MV switchgear and control system. Even major

maintenance tasks, such as the replacement of the transformer, can be carried out smoothly and promptly if needed.

All maintenance processes have been considered and planned concurrently with the turbine design. Maintenance is safe, fast and easy both in the Turbine Station and in the spacious nacelle.



Next generation Direct Drive
Traditional geared turbine





DESIGNED FOR COLD CLIMATES

- Extended operating temperature range from -30°C to +40°C exceeds IEC standards
- Fine grain steel tower
- Blade de-icing as option
- No external radiators that might freeze
- No cold gearbox lubrication oil problems
- Generator dehumidification and preheating
- Arctic grade lubrication grease
- Hydraulic actuators (pitch, yaw, brake) with piston accumulators
- Heated hydraulic oil tank
- Hermetic and insulated nacelle cover, sandwich structure
- Heated electric panels and cabinets
- Ground level Turbine Station with heating/air conditioning
- Sensors specified for -40°C

THE ART OF MAKING IT TURN

Many smart details together create a great solution. Here are some that make the MERVENTO 3.6-118 just that.

THE ROTOR

The rotor blades are especially designed for the MERVENTO 3.6-118 turbine. They help to optimize the power coefficient over the whole wind speed range. Innovative blade design and cyclic pitch result in a very silent rotor operation.

The wind turbine starts when the wind reaches a speed of 4 m/s. Rated power is reached at a wind speed as low as 11.5 m/s.

If the average wind speed exceeds the maximum operational limit of 25 m/s, the turbine shuts down by feathering of the rotor blades.

THE PITCH SYSTEM

The pitch system is based on three complementary systems; feathering, collective pitch and cyclic pitch. The novel cyclic pitch system alters the pitch angle of the rotor blades cyclically according to wind shear. It operates constantly over the rotor revolution. The cyclic pitch reduces the rotor blade and turbine loads remarkably above rated wind speed. Furthermore, the cyclic pitch system increases the energy production below rated wind speed. It is a fully mechanical system and does not consume any additional energy.

In case of loss of electricity, the pitch system is supported by blade-individual hydraulic piston accumulators ensuring safe and controlled shutdown.

THE ROTOR BRAKE

In addition to the aerodynamic brake, feathering of the rotor blades, the wind turbines are generally equipped with a hydraulic rotor brake. In a direct drive turbine the rotor brake is connected directly to the turbine rotor, hence the rotor disc will have a large mass and a very low rotational speed. This is why the temperature increase in the rotor disc during a braking operation is minor with no risk for fire.

The fully fireproof rotor brake system is tailored for the MERVENTO 3.6-118 turbine and located in the hub.

THE YAW SYSTEM

The yaw system in MERVENTO 3.6-118 is based on two yaw bearings one upon the other: an upper double row ball bearing for axial, radial loads and bending moments, and a lower roller bearing for only radial loads. The hydraulic yaw actuators are integrated with the yaw brake mechanism. Together they form a storm-proof system that allows controlled yaw slippage in even the most extreme wind gusts that are becoming more and more common along with climate change. This climatic phenomenon should be taken into consideration in a modern wind turbine design – as it has been done with the MERVENTO 3.6-118.

THE HYDRAULIC ACTUATORS

When the loads on the actuating system increase and conditions get harsh, the benefits of hydraulics are noticeable. The hydraulic components have a very long lifetime and they operate flawlessly in low temperatures and demanding conditions. Hydraulic systems have a larger power density and higher reliability than a complex electromechanical actuating system. Hydraulic systems are fail-safe which is an advantage especially considering the pitch and brake systems.

The MERVENTO 3.6-118 is the first turbine with all actuating systems being hydraulic: the pitch, yaw and rotor brake.

OPERATION CONTROL AND MONITORING

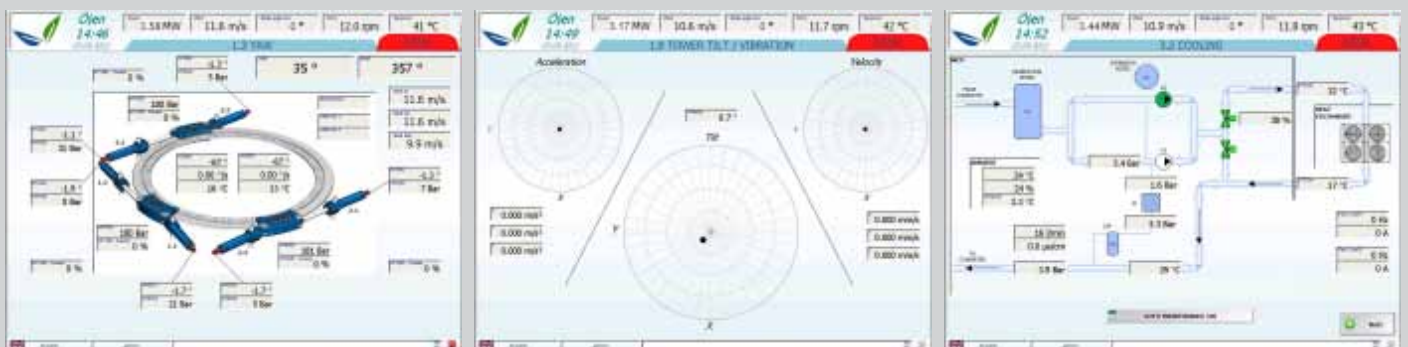
Mervento integrated the turbine controller, CMS Condition Monitoring System and CBM Condition Based Maintenance into one system. A new, modernized SCADA system that is able to communicate with the grid operator's system, has also been introduced. These all come as standard in the MERVENTO 3.6-118.

The turbine controller is specifically developed for MERVENTO 3.6-118 to take full advantage of the hydraulic actuating systems. For example, it constantly measures the rotor blade root bending moment and deploys cyclic pitch adjustment to extract the most aerodynamic power with the least amount of stress to the blades.

24/7 monitoring, performance reporting and predictive maintenance systems maximize turbine uptime, energy production and availability. The advanced Mervento Control System provides comprehensive real-time performance data and predicts upcoming maintenance needs, thus keeping track of your asset throughout its lifetime.

MERVENTO CMS MONITORS:

- Running hours
- Wind speed and direction
- Temperatures
- Blade root bending moment
- Oscillations (tower)
- Vibrations (main bearing, main shaft, blade bearings)
- Noise in nacelle
- Pressures absolute/differential
- Hydraulic oil quality
- Electrical parameters
- Generator air gap camera
- Web camera



The control system manages the operating load in accordance to set criteria and conditions. It also produces a variety of status views and reports, including electrical and mechanical data, operation and fault status and meteorological overviews.

UP, UP AND ONWARD!

The MERVENTO 3.6-118 wind turbine is in the process of being certified to conform to the requirements of the IEC 61400 standards and complementing DNV guidelines (Det Norske Veritas).

To enable fast erection and commissioning as well as to minimize the work on site, the MERVENTO 3.6-118 is delivered as functional pre-tested modules. The hub is attached to the nacelle at the assembly factory and only the rotor blades have to be connected on site. The Turbine Station is a complete factory-tested unit on arrival.

You may choose an ex-works delivery of the turbine including erection supervision and commissioning or a complete wind farm turnkey project including all deliveries .

The delivery always includes a service lift for two persons, a 1000 kg service winch outside the tower, a 1000 kg moving crane inside the nacelle and a 150 kg toolbox winch inside the tower as standard.

The standard warranty time for the turbine delivery is two years. Mervento's after sales offering also consists of service packages, extended warranty and training up to complete long-term production based service agreements – tailored to fit wind farm ownership strategy. Everything to guarantee minimized technology risks for the turbine owner!

Training programme

HSEQ	SERVICE	TECHNOLOGY	PRODUCTION
Service organisation HSEQ audit training	Turbine start-up procedure	LV & MV systems Mervento 3.6-118	
Working at heights & Fall prevention	SCADA & fault diagnostics	Turbine automation Mervento 3.6-118	Mervento turbine operator training
Site operations HSEQ	Maintenance program	Turbine basics Mervento 3.6-118	Wind energy basics

Basic Advanced Expert

Service agreements

"COST-BASED" SERVICE	"AVAILABILITY-BASED" SERVICE	"PRODUCTION BASED" SERVICE
	Based on availability (+/-)	Based on energy produced
Based on costs	Extra work	Retrofit campaign cost
Extended warranty cost	Extended warranty cost	Extended warranty cost
Maintenance cost	Maintenance cost	Maintenance cost



TECHNICAL DATA

MAIN SPECIFICATION		TOWER	
Rated electrical power (1)	3.6 MW	Hub height	90 m / 125 m
Cut-in wind speed (2)	4 m/s 10 seconds mean	Material	Steel
Rated wind speed (2)	< 11.5 m/s	ELECTRICAL SPECIFICATION (TYPICAL VALUES)	
Cut-out wind speed (2)	25 m/s 10 seconds mean	Generator type	Direct drive permanent magnet excited synchronous generator
Wind class	IEC IIA	Generator voltage	3.9 kV
Reference wind speed	42.5 m/s 10 minutes mean	Power converter	Full power 4Q IGCT
Maximum annual average wind speed (2)	8.5 m/s	Nominal output voltage	20 / 33 kV
Turbulence intensity (3)	0.16	Nominal frequency	50 / 60 Hz
Operating temperature range	- 30°C ... + 40°C	Nominal power voltage range	- 10 % ... + 5 %
ROTOR		Power factor range	- 0.95 ... + 0.95
Rotor blade material	Glass fibre reinforced epoxy resin	Fault Ride Through	4 second at rated power
Rotor blade length	57 m	TURBINE CONTROL	
Diameter	118 m	Turbine control	MTC Mervento Turbine Controller
Rotational speed	5.8-12.6 rpm	Power control	Variable speed, pitch control
Power coefficient at rated wind sp.	0.40	Pitch control	M3DH Mervento 3D Hydraulic
Power coefficient maximum	0.49	Yaw control	MAH Mervento Active Hydraulic
Mechanical brake	Hydraulic, hub mounted low speed brake disc	SCADA and remote control	MOI Mervento Operator Interface
Aerodynamic brake	Blade individual hydraulic feathering	Reporting system	MRS Mervento Reporting System
Cyclic pitch	MCP Mervento Cyclic Pitch	Condition Based Maintenance	MCBM Mervento CBM

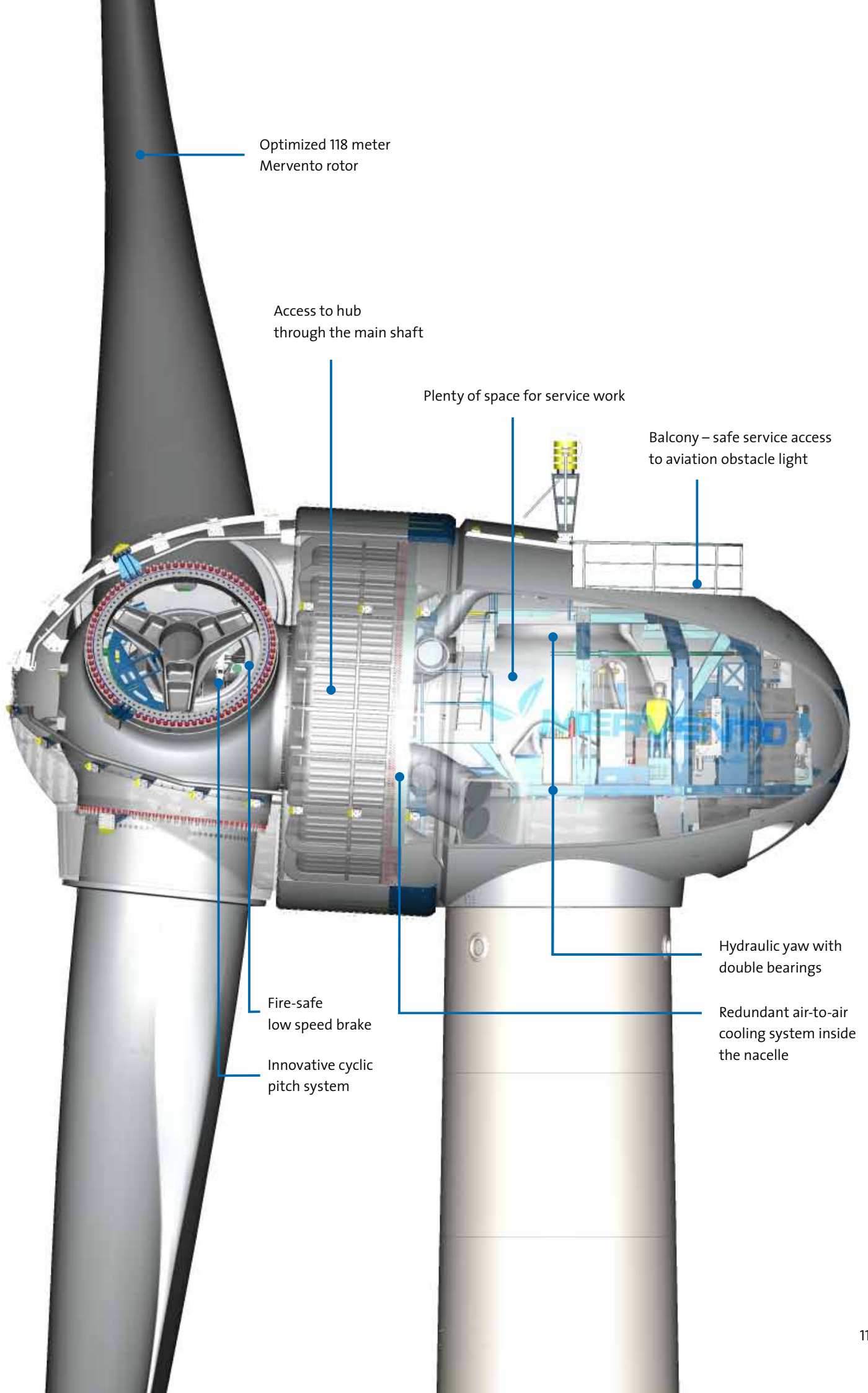
(1 At turbine terminals, sea level, 15°C, rated wind speed (2 At hub height (3 Characteristic value of the turbulence intensity, at wind speed 15 m/s, 10 min average

OPTIONS

- Fire extinguishing system
- Rotor blade de-icing system
- Larger service lift for 3 persons
- Ring main connection for wind farm grid
- High intensity aviation obstacle lights
- Control system HMI in the nacelle
- Cooling air filters

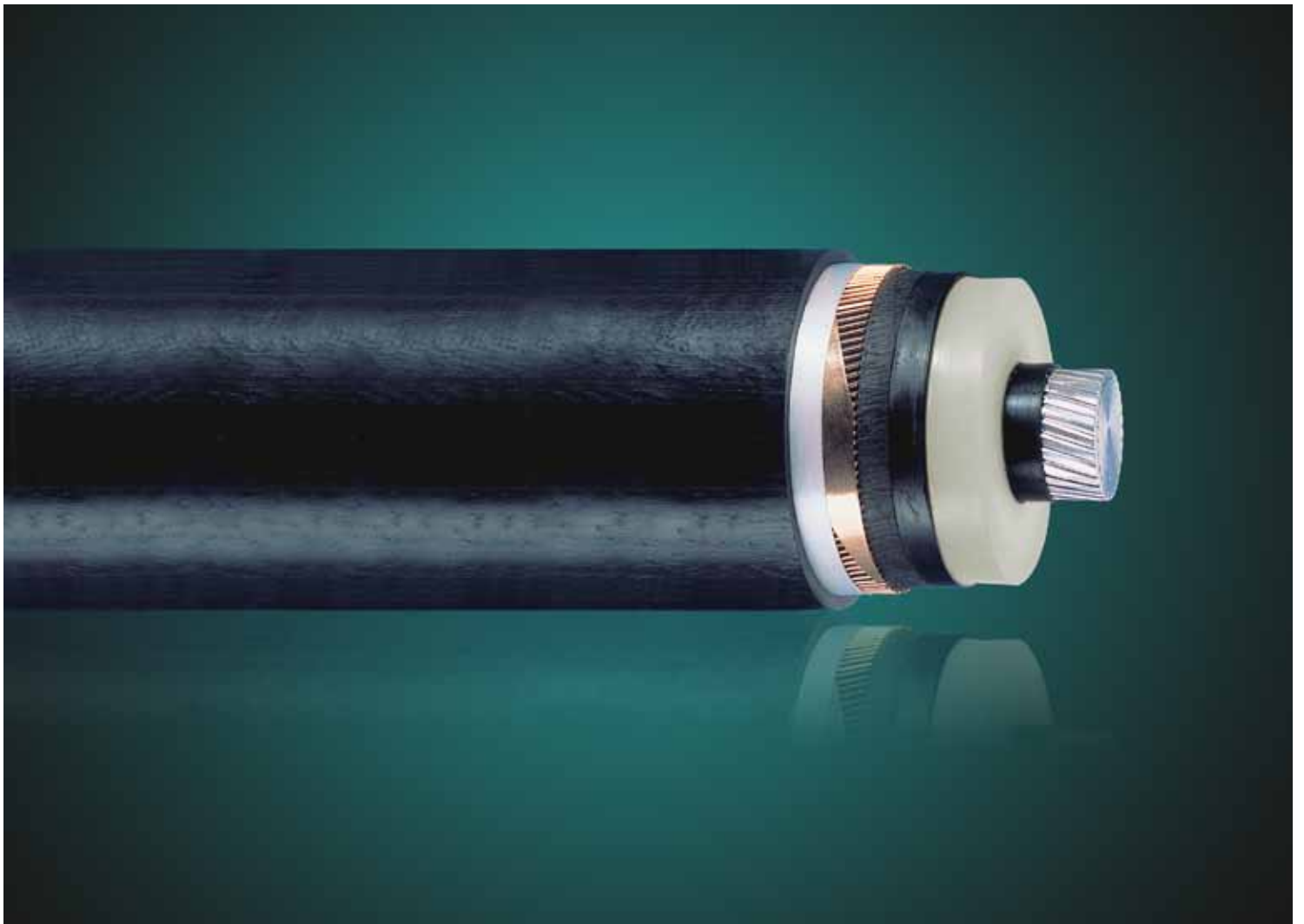
FEATURES

LARGE ROTOR DIAMETER	High energy yield also at low wind speeds
ELEVATED HUB HEIGHT	Increased energy yield especially in areas with high wind shear gradient
STAY CABLE STEEL TOWER	Recyclable tower, high natural frequency, potential for further increased hub height, small foundation, low decommissioning costs
DIRECT DRIVE PERMANENT MAGNET GENERATOR	Lowest possible losses, high efficiency in low wind speeds, high reliability
MEDIUM VOLTAGE POWER TRAIN	Low losses, few connection points, less cables, high reliability
FULL POWER CONVERTER	Full grid compliance, STATCOM capability
HYDRAULIC PITCH	Decreased rotor blade loads, high reliability, high load capability
CYCLIC PITCH	Decreased loads above rated wind speed and increased energy production below rated wind speed, reduced aerodynamic noise
HYDRAULIC YAW	High reliability, storm proof active slip control, high load capability
TURBINE STATION	Assembled in controlled environment, operation in vibration free environment with stable temperature and humidity, fast and easy maintenance, fulfilling all safety regulations





Mervento Ltd
Yrittäjänkatu 13
FI-65380 Vaasa, Finland
Phone +358 40 8331 091
fax +358 6 2828 830
mervento@mervento.com
www.mervento.com



XLPE Land Cable Systems User's Guide

Rev 5

CONTENT

XLPE Land Cable Systems

Introduction.....	3
Design, installation and testing	4
XLPE cables	4
Cable accessories.....	4
Installation of XLPE cable systems	5
Testing of XLPE cable systems	5
XLPE cable and cable system standards.....	6
IEC.....	6
CENELEC.....	6
ICEA.....	6
ISO Standards	6
XLPE land cable system configurations.....	7
Trefoil and flat formation	7
Bonding of metallic screens.....	7
Current rating for XLPE land cable systems.....	8
Current rating for single-core cables	9
Rating factors	11
Overload capacity	12
Short-circuit currents	12
Dynamic forces during short circuit events	13
Cable drums - testing - cable handling	14
Selection of cable drum.....	14
Testing of XLPE cables.....	15
Cable handling.....	15
XLPE Cable Design.....	16
Conductors	16
Insulation.....	17
Metallic screen.....	17
Non-metallic outer sheath	18
Conductive outer layer	18
Flame retardant outer layer	18
Fire behavior.....	18
Technical data for XLPE land cable systems.....	19
Formulae.....	23
Support.....	24
Checklist for Cable Inquiry	25

To make sure you have the latest version of this brochure,
have a look at www.abb.com/cables

INTRODUCTION

Interfaces you can trust

ABB manufactures land and submarine power cables up to the highest voltages available.

Furthermore, we produce associated joints, terminations and other accessories for all types of cables. The products are designed to work together as a cable system.

Experience you can rely on

We have extensive experience of cable projects all over the world, encompassing every aspect from planning to commissioning, including engineering, route surveys, cable-laying, installation and final testing. Very few manufacturers can point to such a long tradition in the high voltage field as ABB. We delivered our first electrical cable in 1883 and introduced triple-extruded XLPE cables around 1970. In the early 1970s we started to supply cables for over 100 kV and our first 245 kV XLPE cable was put into service in 1978. ABB has since then supplied more than 8,800 km of XLPE cables above 100 kV. Experience you can rely on.

Research and development

ABB has always been a pioneer in the high voltage field and we have many world's first and world records among our references. But there are no shortcuts to success. Maintaining our position calls for innovative research and development, backed up by the wealth of know-how we have accumulated over the years. One of the driving forces for our R&D is to meet the new and constantly increasing requirements from the power industry and a deregulated market. Today we aim to develop the solutions our customers will need tomorrow.

State-of-the-art manufacturing lines

Experience and state-of-the-art expertise go hand in hand for us. We have been manufacturing cables for over 125 years and have since the beginning been one of the leading producers. Our manufacturing plants are among the most modern in the world and our advanced quality system leaves nothing to chance. Every cubic millimeter of the cable has to be perfect. We design and produce cables in accordance with international and national standards or/and according to our customers' specifications.

This guide presents XLPE cables and systems for land applications mainly.



DESIGN, INSTALLATION AND TESTING

XLPE cables

XLPE cables consist of the following components:

- Conductor
 - Copper (Cu) or Aluminium (Al) stranded compacted conductor or
 - Cu segmental conductor or
 - Cu or Al conductor with key-stone shaped profiles
 - Longitudinal water sealing of conductor
- Triple extruded and dry cured XLPE insulation system
- Metallic screen
 - Copper wire screen
 - Copper tape screen
 - Radial water sealing
 - Metallic laminate solidly bonded to outer polyethylene sheath or
 - Lead sheath
 - Longitudinal water sealing of metallic screen
- Non-metallic outer sheath
 - PE
 - PVC
 - Halogen free flame retardant
 - Co-extruded conductive layer over the sheath for special sheath testing



Cable accessories

ABB's line-up of cable accessories for ABB XLPE cable systems includes:

- Straight joints and joints with integrated screen separation for cross bonding
- Transition joints for connection of XLPE to fluid-filled cables
- Outdoor terminations with porcelain or composite insulators
- Screened separable connectors for switchgears and transformers
- Cable terminations for transformers and Gas Insulated Switchgears (GIS)
- Link boxes for earthing and cross-bonding
- Distributed Temperature Sensing (DTS) Systems with integrated optical fibre in metallic tube (FIMT)



More information about our accessories is available on www.abb.com

DESIGN, INSTALLATION AND TESTING

Installation of XLPE cable systems

Installation of cable systems includes trenching, cable pulling, clamping of cable, cable splicing as well as mounting of accessories. High quality installation work performed by ABB certified field personnel is essential for achieving the low failure rates and reliability performance that is expected from modern underground transmission and distribution circuits.

ABB has long and extensive experience from different types of cable installations including direct burial, duct, shaft, trough, tunnel and submarine installations, but also trenchless technologies like directional drilling, pipe jacking and others.



Testing of XLPE cable systems

Standard routine tests, sample tests, type tests and after laying tests are normally performed according to IEC-standards. Other international or national standards may be followed upon agreement between contractor and purchaser.

Routine tests of XLPE cables and accessories

- PD measurement test
- High-voltage test of main insulation
- Electrical test of oversheath
- Visual inspection

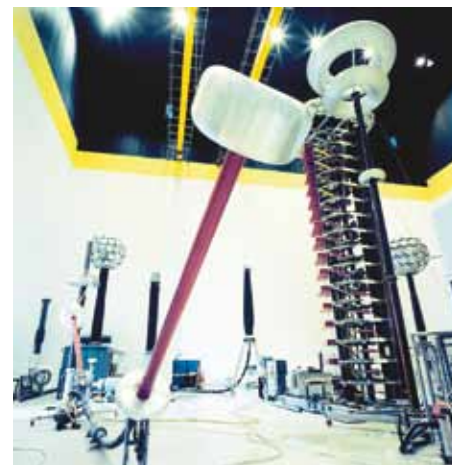
Sample tests

Sample tests are carried out with a frequency according to applicable IEC standards.

- Conductor examination
- Electrical resistance of conductor
- Check of dimensions
- Capacitance test
- Hot set test
- Electrical tests

After laying tests

- DC voltage test of oversheath
- AC voltage test of main insulation



XLPE CABLE AND CABLE SYSTEM STANDARDS

ABB's XLPE cable systems are designed to meet requirements in international and/or national standards. Some of these are listed below.

IEC

XLPE cable systems specified according to IEC (International Electrotechnical Commission) are among many other standards accepted. IEC standards are considered to express an international consensus of opinion.

Some frequently used standards are:

IEC 60228

Conductors of insulated cables.

IEC 60287

Electric cables - Calculation of the current rating.

IEC 60332

Tests on electric cables under fire conditions.

IEC 60502

Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltage from 1 kV ($U_m=1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m=36$ kV).

IEC 60840

Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltage above 30 kV ($U_m=36$ kV) up to 150 kV ($U_m=170$ kV). Test methods and requirements.

IEC 60853

Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables.

IEC 61443

Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages above 30 kV ($U_m=36$ kV).

IEC 62067

Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltage above 150 kV ($U_m=170$ kV) up to 500 kV ($U_m=550$ kV). Test methods and requirements.

CENELEC

In Europe, cable standards are issued by CENELEC. (European Committee for Electrotechnical Standardization.) They are as a rule implementations of the IEC specifications. Special features in design may occur depending on national conditions.

HD 620

Distribution cables with extruded insulation for rated voltages from 3.6/6 (7.2) kV up to and including 20.8/36 (42) kV.

HD 632

Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltage above 36 kV ($U_m=42$ kV) up to 150 kV ($U_m=170$ kV). Part 1 - General test requirements.

Part 1 is based on IEC 60840, and follows that standard closely.

HD 632 is completed with a number of parts and subsections for different cables intended to be used under special conditions which can vary nationally in Europe.

ICEA

For North America cables are often specified according to ICEA (Insulated Cable Engineers Association, Inc.).

S-97-682

Standard for utility shielded power cables rated 5-46 kV.

S-108-720

Standard for extruded insulated power cables rated above 46 through 345 kV.

ISO Standards

ABB has well-developed systems for quality and environmental management which put the needs and wishes of the customer first. Our systems comply with the requirements of ISO 9001 and ISO 14001 and are certified by Bureau Veritas Quality International.



ISO 14001 and ISO 9001
Certificate of Approval

XLPE LAND CABLE SYSTEM CONFIGURATIONS

Trefoil and flat formation

The three cables in a 3-phase circuit can be placed in different formations. Typical formations include trefoil (triangular) and flat formations. The choice depends on several factors like screen bonding method, conductor area and available space for installation.

Bonding of the metallic screens

The electric power losses in a cable circuit are dependent on the currents flowing in the metallic sheaths of the cables. Therefore, by reducing or eliminating the metallic sheath currents through different methods of bonding, it is possible to increase the load current carrying capacity (ampacity) of the cable circuit. The usual bonding methods are described below:

Both-ends bonding

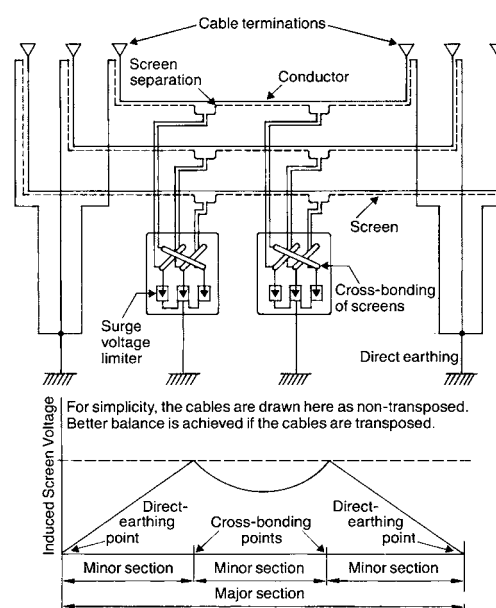
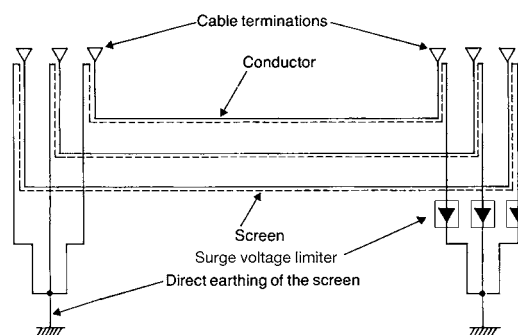
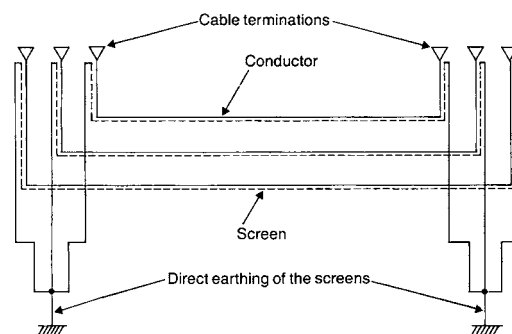
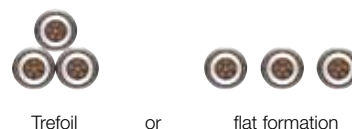
A system is both ends bonded if the arrangements are such that the cable sheaths provide path for circulating currents at normal conditions. This will cause losses in the screen, which reduce the cable current carrying capacity. These losses are smaller for cables in trefoil formation than in flat formation with separation.

Single-point bonding

A system is single point bonded if the arrangements are such that the cable sheaths provide no path for the flow of circulating currents or external fault currents. In such case, a voltage will be induced between screens of adjacent phases of the cable circuit and between screen and earth, but no current will flow. This induced voltage is proportional to the cable length and current. Single-point bonding can only be used for limited route lengths, but in general the accepted screen voltage potential limits the length.

Cross-bonding

A system is cross-bonded if the arrangements are such that the circuit provides electrically continuous sheath runs from earthed termination to earthed termination but with the sheaths so sectionalized and cross-connected in order to eliminate the sheath circulating currents. In such case, a voltage will be induced between screen and earth, but no significant current will flow. The maximum induced voltage will appear at the link boxes for cross-bonding. This method permits a cable current-carrying capacity as high as with single-point bonding but longer route lengths than the latter. It requires screen separation and additional link boxes.



CURRENT RATING FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section area adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses in the XLPE insulation system are present also at no load current and depend primarily on the magnitude of the operating voltage.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

Continuous current ratings for single-core cables are given in tables 1-4. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-phase group of single-core cables
- Ground temperature 20°C
- Ambient air temperature 35°C
- Laying depth L 1.0 m
- Distance “s” between cable axes laid in flat formation 70 mm + D_e
- Ground thermal resistivity 1.0 Km/W

Rating factors for single-core cables are given in Tables 5-13.

CURRENT RATING FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS

Current rating for single-core cables, ampères

Table 1

Rated voltage 45-66 kV, aluminium conductor – 35 mm ² screen																
Cross section conductor	Cables in Ground								Cables in Air							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●				Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●			
	Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
95	220	265	215	260	210	250	210	250	230	310	225	305	200	270	200	270
120	250	300	245	295	235	285	240	285	265	355	260	350	230	310	230	315
150	280	335	270	325	265	320	265	320	305	410	290	395	260	355	260	355
185	320	380	300	365	300	360	300	360	350	470	330	445	300	405	300	405
240	370	445	345	420	350	420	350	420	410	555	380	520	355	480	350	480
300	420	500	385	465	395	475	390	470	475	640	430	590	405	550	400	550
400	480	575	430	520	455	545	445	540	555	745	490	675	470	645	465	635
500	550	660	480	585	520	620	505	610	645	870	555	765	550	750	540	735
630	630	755	530	650	590	710	570	690	750	1020	630	870	635	870	620	850
800	710	855	580	710	665	805	640	775	870	1180	700	975	730	1005	705	975
1000	795	960	625	775	740	895	700	855	995	1350	770	1080	830	1140	795	1100
1200	860	1040	660	815	795	965	750	915	1095	1490	820	1155	905	1245	855	1190
1400	920	1115	685	855	845	1030	790	965	1190	1620	870	1225	975	1345	915	1275
1600	970	1175	710	885	890	1080	820	1005	1265	1730	905	1285	1030	1425	965	1350
2000	1060	1285	745	930	960	1170	875	1075	1410	1930	965	1380	1135	1575	1050	1470

Table 2

Rated voltage 45-66 kV, copper conductor – 35 mm ² screen																
Cross section conductor	Cables in Ground								Cables in Air							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●				Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●			
	Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
95	285	340	275	330	270	320	270	325	295	400	285	390	255	350	255	350
120	325	380	310	370	305	365	305	365	340	460	325	440	295	400	295	400
150	360	435	340	410	345	410	340	410	390	525	360	495	335	455	335	455
185	410	490	375	455	385	465	385	460	445	600	405	555	385	520	380	520
240	475	570	425	515	450	540	440	530	525	710	465	640	450	615	445	610
300	535	645	465	570	505	610	495	600	605	820	520	720	515	705	505	695
400	610	735	515	630	575	690	560	675	705	955	585	815	595	815	580	800
500	695	835	565	695	650	785	625	760	815	1105	655	910	690	945	665	915
630	790	950	615	760	735	885	695	845	945	1285	725	1015	790	1085	755	1045
800	885	1070	660	820	815	990	765	930	1080	1470	795	1120	895	1230	845	1175
1000	975	1180	700	870	890	1080	820	1005	1215	1660	855	1215	995	1375	930	1295
1200	1130	1365	755	945	1060	1280	930	1145	1450	1965	955	1360	1215	1670	1090	1520
1400	1220	1475	785	985	1140	1380	980	1210	1590	2160	1010	1440	1325	1825	1170	1640
1600	1300	1570	810	1015	1205	1465	1025	1265	1720	2340	1055	1510	1420	1960	1240	1740
2000	1425	1730	840	1060	1315	1600	1085	1345	1915	2620	1110	1595	1570	2175	1335	1885

CURRENT RATING FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS

Table 3

Rated voltage 110-500 kV, aluminium conductor – 95 mm ² screen																
Cross section conductor	Cables in Ground								Cables in Air							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●				Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●			
	Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
300	415	495	365	445	395	475	385	460	465	625	415	565	410	550	400	540
400	470	565	410	500	450	540	435	525	535	715	470	640	475	640	460	625
500	540	645	455	555	515	620	490	595	620	835	530	725	550	745	530	720
630	620	740	500	610	590	710	550	670	730	975	595	820	640	865	605	830
800	700	845	540	665	670	805	610	745	840	1130	660	910	735	995	685	940
1000	785	950	585	720	745	900	670	820	960	1295	720	1005	830	1135	765	1055
1200	850	1025	610	755	805	970	710	870	1055	1420	765	1070	905	1235	825	1140
1400	910	1100	635	785	855	1040	745	915	1140	1545	805	1125	975	1335	880	1220
1600	960	1165	655	815	900	1095	775	955	1220	1650	835	1170	1035	1420	925	1285
2000	1050	1275	685	855	975	1190	820	1015	1355	1840	885	1250	1140	1570	1000	1395

Table 4

Rated voltage 110-500 kV, copper conductor – 95 mm ² screen																
Cross section conductor	Cables in Ground								Segmental conductor for 1200 mm ² or higher							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●				Cables in Air				Cables in Air			
	Cross bonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Flat formation ●●●		Both ends		Trefoil formation ●●●		Both ends	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
300	530	640	440	535	505	610	480	580	600	805	500	685	525	710	500	685
400	600	720	485	595	575	690	540	650	680	915	565	775	605	820	575	785
500	685	825	530	650	655	785	600	730	790	1060	625	860	695	945	650	895
630	780	940	570	705	740	890	660	810	915	1235	685	950	800	1085	735	1010
800	870	1055	610	755	825	995	720	885	1045	1415	745	1040	905	1235	815	1130
1000	960	1165	645	800	900	1095	770	950	1175	1590	800	1125	1005	1380	895	1245
1200	1115	1345	690	860	1060	1280	855	1055	1395	1880	880	1240	1210	1650	1025	1425
1400	1205	1455	715	890	1145	1385	895	1110	1530	2065	920	1300	1320	1800	1090	1525
1600	1280	1550	735	920	1215	1470	930	1155	1655	2235	960	1355	1420	1940	1150	1615
2000	1410	1705	765	955	1320	1605	980	1220	1845	2500	1000	1425	1565	2145	1230	1740
2500	1540	1875	795	1000	1445	1755	1025	1285	2095	2845	1065	1515	1750	2410	1330	1890

CURRENT RATING FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS

Rating factors

Rating factors for cross section area of the metal screen of single core cables.

The rating factor is applicable to single-core cables in flat and trefoil formation with the screens bonded at both ends.

The rating factor does not apply to single-point bonding or cross-bonded systems.

Table 5 45-66 kV 35 mm² screen

Rating factor for tables 1 and 2							
Conductor mm ²							
Al	Cu	35	50	95	150	240	300
300		1	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95
500	300	1	0.99	0.97	0.95	0.93	0.93
800	500	1	0.99	0.96	0.93	0.90	0.90
1200	630	1	0.99	0.95	0.92	0.89	0.88
2000	800	1	0.98	0.94	0.91	0.87	0.86
	1200	1	0.97	0.91	0.85	0.81	0.80
	2000	1	0.96	0.88	0.82	0.77	0.76

Table 6 110-500 kV 95 mm² screen

Rating factor for tables 3 and 4						
Conductor mm ²						
Al	Cu	50	95	150	240	300
300		1.01	1	0.99	0.98	0.97
500	300	1.02	1	0.98	0.96	0.96
800	500	1.03	1	0.97	0.94	0.94
1200	630	1.04	1	0.97	0.93	0.92
2000	800	1.04	1	0.96	0.92	0.91
	1200	1.07	1	0.94	0.89	0.88
	2000	1.09	1	0.93	0.87	0.86

1 mm² copper screen is equivalent to:

1.66 mm² aluminium sheath

12.40 mm² lead sheath

Rating factor for ground temperature

Table 7

Rating factor for laying depth	
Laying depth, m	Rating factor
0.50	1.10
0.70	1.05
0.90	1.01
1.00	1.00
1.20	0.98
1.50	0.95

Table 8

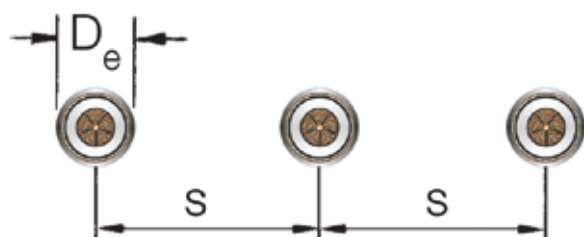
Rating factor for ground temperature								
Conductor temperature, °C	Ground temperature, °C							
	10	15	20	25	30	35	40	45
90	1.07	1.04	1	0.96	0.93	0.89	0.84	0.80
65	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.74	0.66

Table 9

Rating factor for ground thermal resistivity							
Thermal resistivity, Km/W	0.7	1.0	1.2	1.5	2.0	2.5	3.0
Rating factor	1.14	1.00	0.93	0.84	0.74	0.67	0.61

Table 10

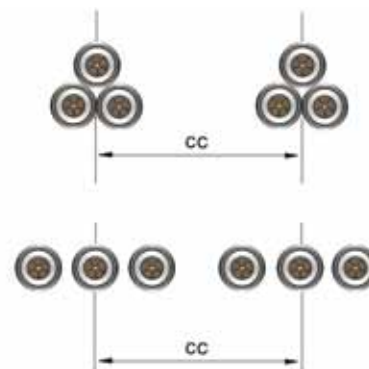
Rating factor for phase spacing One group in flat formation with cross-bonded or single-bonded screens						
Spacing s, mm	D _e	D _e +70	250	300	350	400
Cable diam, mm	Rating factor					
<80	0.93	1.00	1.05	1.07	1.08	1.09
81-110	0.93	1.00	1.04	1.06	1.08	1.09
111-140	0.93	1.00	1.03	1.06	1.09	1.11



CURRENT RATING FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS

Table 11

Rating factor for groups of cables in the ground									
Distance cc between groups, mm	Number of groups								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
100	1	0.78	0.66	0.60	0.55	0.52	0.49	0.47	0.45
200	1	0.81	0.70	0.65	0.61	0.58	0.55	0.54	0.52
400	1	0.86	0.76	0.72	0.68	0.66	0.64	0.63	0.61
600	1	0.89	0.80	0.77	0.74	0.72	0.70	0.69	0.69
800	1	0.91	0.83	0.81	0.78	0.77	0.75	0.75	0.74
2000	1	0.96	0.93	0.92	0.91	0.91	0.90	0.90	0.90



Rating factor for cables installed in pipes in the ground

The rating factor given for single-core cables partially installed in separate pipes, applies only when a cable section between screen earthing points must be partially laid in pipes, under the following conditions:

- the cables are laid in trefoil formation over the major portion of the section
- the pipes are laid in flat formation
- the piped length is less than 10% of the section between earthing points
- one cable per pipe
- the pipe diameter is two times the cable diameter.

Example of the use of rating factors

2 groups of 66 kV XLPE cables with aluminium conductors 1 x 500/150 mm² in the ground in trefoil formation. Metal screens bonded at both ends, 90°C conductor temperature. Table 1 gives current rating 610 A, unadjusted value.

	Table	Rating factor
Current rating	610 A	1
Screen area	150 mm ²	5
Laying depth	1.5 m	7
Ground temperature	30°C	8
Ground thermal resistivity	1.5 Km/W	9
Distance between groups	400 mm	11
		0.85 (2 groups)

Table 12

Rating factor for cables in pipes in ground			
Single-core cables partially installed in separate pipes	Single-core cables in separate pipes	Single-core cables in a common pipe	Three-core cable in a pipe
●●●	●●●	●●●	⊗
0.94	0.90	0.90	0.90

Rating factor for cables installed in air

Table 13

Rating factor for ambient air temperature										
Air temperature, °C	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Rating factor	1.28	1.24	1.19	1.15	1.10	1.05	1.0	0.95	0.89	0.83

Adjusted current rating per group;

$$610 \times 0.95 \times 0.95 \times 0.93 \times 0.84 \times 0.85 = 365 \text{ A}$$

Please note that use of rating factors gives good general indication during planning future circuits.

Once a circuit layout is defined, an accurate calculation should be performed to confirm the assumptions.

Overload capacity

An XLPE cable may be overloaded up to 105°C. Singular emergency events are not expected to have any significant impact on the service life of the cable. The number of and the duration of overloads should be kept low, though. Cyclic and emergency ratings can be calculated according to IEC publication 60853.

Short-circuit currents

During short circuit events the maximum allowable temperature in conductor or screen/metallic sheath is determined by the adjoining insulation and sheath materials. This is specified in IEC 61443 "Short circuit temperature limits of electric cables with rated voltage above 30 kV (Um=36 kV). The dynamic forces between the conductors must be taken into account for cable installations.

CURRENT RATING FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS

Maximum short circuit currents due to thermal restrictions

The thermal energy developed during a short-circuit is determined by the short-circuit magnitude and duration. For design purposes, an equivalent short-circuit current with a duration of 1 sec is used according to formula below. This formula is valid for a short-circuit duration of 0.2 to 5.0 sec.

$$I_{sh} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{sh}}} \quad [\text{kA}]$$

I_{sh} = short-circuit current [kA] during time t_{sh}

I_1 = short-circuit current rating during 1 second. See the 1 second value in Table 14 for the conductor and in Table 15 for the metal screen.

t_{sh} = short-circuit duration (sec)

For XLPE insulated conductors the maximum allowable short circuit temperature is 250°C.

Table 14

Max. short-circuit current on the conductor during 1 s, kA				
Conductor temperature before the short-circuit				
Cross section	Aluminium conductor		Copper conductor	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C
35	3.6	3.3	5.5	5.0
50	5.2	4.7	7.8	7.2
70	7.2	6.6	11.0	10.0
95	9.8	9.0	14.9	13.6
120	12.4	11.3	18.8	17.2
150	15.5	14.2	23.5	21.5
185	19.2	17.5	29.0	26.5
240	24.8	22.7	37.6	34.5
300	31.1	28.3	47.0	42.9
400	41.4	37.8	62.7	57.2
500	51.8	47.2	78.4	71.5
630	65.2	59.5	98.7	90.1
800	82.8	75.6	125	114
1000	104	94.5	157	143
1200	124	113	188	172
1400	145	132	219	200
1600	166	151	251	229
2000	207	189	313	286
per mm ²	0.104	0.0945	0.157	0.143

Copper screens may reach a temperature of 250°C without damaging adjacent insulating material. With an initial temperature of 50°C this corresponds to a current density of 165 A/mm² during 1s (both higher and lower current densities may be allowed if other conditions apply).

Lead sheath temperatures of up to 210°C are permitted in connection with short circuit events. With an initial temperature of 50°C this corresponds to a current density of 28 A/mm² during 1 s.

Table 15

Max. short-circuit current on the screen during 1 s, kA			
Metallic screen cross section, mm ²		Metallic screen temperature before the short-circuit	
Copper screen	Lead sheath	50°C	70°C
35	206	5.8	5.4
50	295	8.3	7.7
95	560	16	15
150	884	25	23
300	1768	50	46
per mm ² Cu		0.165	0.153
	per mm ² Pb	0.028	0.026

Dynamic forces during short circuit events

In addition to the thermal stresses, the dynamic forces in the cables and accessories during a short circuit event must also be considered.

The dynamic effect of parallel conductors carrying current is responsible for the dynamic force.

The dynamic force between two conductors, can be calculated as:

$$F = \frac{0.2}{S} \cdot I_{peak}^2 \quad [\text{N/m}]$$

Where; $I_{peak} = 2.5 I_{sh}$ [kA]

I_{sh} = Short-circuit current [kA] RMS

S = Centre to centre spacing between conductors [m]

F = Maximum force [N/m]

CABLE DRUMS - TESTING - CABLE HANDLING

Selection of cable drum

Wooden drums/reels are standardized. For certain purposes steel drums/reels are applicable. Both wooden and steel drums can be obtained for special purposes with other dimensions than stated below.

Table 16

Cable lenghts in meters on standard wooden drums and steel drums																			
Dia.	Wooden drum										Steel drum								
mm	K16	K18	K20	K22	K24	K26	K28	K30	K321-20	K321-22	St 30	St 32	St 34	St 35	St 36	St 37	St 38	St 39	St 40
36	762	856	1158	1560	2091														
38	638	826	1124	1353	1858	2576													
40	614	690	948	1158	1636	2300	3288												
42	501	662	877	1071	1516	2166	3277	4119											
44	480	539	721	1031	1315	1910	2816	3764	4468										
46	457	514	692	861	1265	1856	2521	3584	4302	3419									
48	360	488	662	824	1079	1616	2460	3246	3754	3277									
50	363	409	557	709	1089	1564	2179	2921	3690	2848	2897								
52	344	386	531	677	915	1342	1837	2752	3179	2718	2780	3522							
54	323	363	505	643	871	1292	1855	2450	3116	2660	2661	3376	4136						
56	261	366	478	610	827	1090	1796	2382	2645	2205	2274	2956	3683	4064					
58	244	275	389	511	722	1044	1553	2098	2584	2152	2166	2819	3517	3883	3789				
60	246	277	366	482	682	1052	1496	2120	2523	2097	2118	2760	3446	3806	3710	3581			
62	229	257	368	485	687	869	1274	1849	2169	1751	1771	2379	3031	3374	3266	3126	3233		
64		259	346	456	548	827	1284	1785	2112	1703	1728	2323	2963	3300	3191	3062	3156	3259	
66		239	348	370	552	833	1230	1536	2054	1653	1684	2266	2575	2894	3115	2977	3077	3178	3278
68		240	324	345	516	789	1028	1550	1733	1604	1639	1918	2511	2824	2705	2559	2647	2735	2822
70		185	251	347	519	674	1036	1489	1680	1301	1594	1867	2446	2752	2634	2490	2575	2660	2744
72		169	233	322	482	636	986	1261	1627	1258	1294	1814	2380	2380	2562	2419	2501	2583	2665
74			234	323	402	640	993	1271	1636	1263	1255	1761	2031	2313	2190	2043	2427	2184	2254
76			235	325	404	601	811	1213	1348	1219	1215	1456	1971	2244	2123	1979	2047	2115	2183
78			216	299	373	605	816	1223	1300	1175	1220	1463	1982	2259	2135	1988	2056	2124	2192
80			217	231	375	503	771	1015	1307	1180	1180	1416	1920	1920	2067	1924	1989	2054	2120
82			218	232	377	470	776	1022	1258	921	1140	1368	1607	1857	1733	1858	1921	1984	2047
84			199	212	276	473	660	969	1209	884	926	1374	1615	1868	1741	1594	1649	1704	1759
86			143	213	277	438	619	976	1215	887	892	1326	1559	1804	1680	1537	1589	1642	1695
88				214	279	441	623	844	969	849	895	1108	1567	1567	1688	1543	1596	1649	1701
90				214	280	443	627	796	973	852	861	1066	1510	1510	1625	1485	1535	1586	1636
92				194	253	356	585	801	931	814	826	1024	1232	1452	1329	1426	1474	1523	1571
94				194	254	328	589	753	935	817	829	1028	1238	1459	1335	1432	1480	1528	1577
96						330	485	757	892	778	794	985	1187	1400	1280	1144	1183	1223	1263
98						331	452	641	895	605	797	989	1193	1193	1285	1148	1187	1227	1267
100						333	455	645	899	606	617	994	1198	1198	1291	1152	1191	1231	1271
102						304	457	602	688	576	590	764	1147	1147	1235	1101	1139	1176	1214
104						305	421	606	690	578	592	767	954	1152	1029	1105	1142	1180	1218
106						306	423	609	654	547	564	731	910	1099	981	1053	1089	1125	1161
108									657	548					985	1057	1093	1128	1164
110										550					989	1060	1096	1132	1168
112										519					940	813	841	870	898
114										520					944	816	844	872	900
116										522					895	773	799	826	853
118																775	801	828	855
120																777	804	830	857
122																779	806	833	859
124																736	761	786	811
126																738	763	788	813
128																	765	790	815
130																	719	743	766
132																	721	745	768
134																		576	595
136																		577	596
138																			558
140																			559
142																			560

CABLE DRUMS - TESTING - CABLE HANDLING

Sizes and weights of wooden drums and steel drums

Table 17

	Wooden drums - drum type										
		K16	K18	K20	K22	K24	K26	K28	K30	K321-20	K321-22
Shipping volume	m³	2.86	3.58	5.12	6.15	7.36	10.56	13.88	17.15	23.55	23.55
Drumweight incl. battens	kg	275	320	485	565	625	1145	1460	1820	2000	2000
a Diameter incl. battens	mm	1675	1875	2075	2275	2475	2676	2876	3076	3276	3276
b Flange diameter	mm	1600	1800	2000	2200	2400	2600	2800	3000	3200	3200
c Barrel diameter	mm	950	1100	1300	1400	1400	1500	1500	1500	2000	2200
d Total width	mm	1018	1075	1188	1188	1200	1448	1650	1800	2300	2300
e Spindle hole diameter	mm	106	131	131	131	131	132	132	132	132	132
Max. load	kg	2500	3000	3500	4500	5000	10000	12000	13000	13000	13000

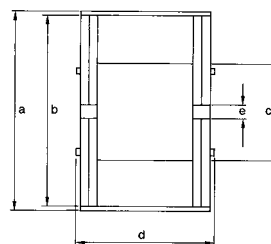
	Steel drums - drum type										
		St 30	St 32	St 34	St 35	St 36	St 37	St 38	St 39	St 40	
Shipping volume	m³	23.5	26.6	28.9	31.6	33.4	35.2	37	38.9	40.9	
Drumweight incl. battens	kg	1700	2200	2600	2700	2800	3000	3100	3300	3500	
a Diameter incl. battens	mm	3130	3330	3530	3630	3730	3830	3930	4030	4130	
b Flange diameter	mm	3000	3200	3400	3500	3600	3700	3800	3900	4000	
c Barrel diameter*	mm	2000	2000	2000	2000	2200	2400	2500	2600	2700	
d Total width	mm	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	
e Spindle hole diameter	mm	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Max. load	kg	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	24000	

* May vary depending on cable design

Large and special drums

Steel drums with larger outer diameters are available, but transport restrictions have to be considered. Special low-loading trailers and permits from traffic authorities might be needed depending on local regulations and conditions.

Special wooden drums with larger barrel diameter or larger width are also available.



- a Diameter incl. battens
- b Flange diameter
- c Barrel diameter
- d Total width
- e Spindle hole diameter

Testing of XLPE cables

Table 18

Rated voltage and corresponding test voltages according to IEC				
Nominal voltage	Type test	Routine tests		
	Impulse voltage	AC voltage test		Partial discharge test at
	kV	kV	Duration minutes	kV
45	250	65	30	39
66	325	90	30	54
110	550	160	30	96
132	650	190	30	114
150	750	218	30	131
220	1050	318	30	190
275	1050	400	30	240
330	1175	420	60	285
400	1425	440	60	330
500	1550	580	60	435

Tests according to other standards can be carried out upon agreement.

Cable handling

Minimum bending radius

Table 19

Minimum bending radius for single core cables		
	Std cable design*	Special cable design**
At laying	15 D _e	18 D _e
When installed	10 D _e	12 D _e

D_e is the external diameter of the cable

* Cu-wire screen only

** Metallic laminated or lead sheathed cables or cables with integrated optic fibers

Maximum pulling forces

The following pulling forces should not be exceeded:

Aluminium conductors 40 N/mm² (4 kg/mm²)

Copper conductors 70 N/mm² (7 kg/mm²)

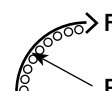
Maximum side wall pressure (SWP)

The following SWPs should not be exceeded:

Buried installation (rollers placed close) 500 kg /m*

Duct installation 750 kg/m*

$$SWP = \frac{F}{R} \text{ [kg/m]}$$



* Depending on cable design and installation conditions higher values may be accepted.

XLPE CABLE DESIGN

Conductors

Table 20

IEC				
Cross section		Diameter approx.	Maximum d.c. resistance at 20°C, ohm/km	
mm ²	kcmil	mm	aluminium	copper
95	187	11.2	0.320	0.193
120	237	12.8	0.253	0.153
150	296	14.2	0.206	0.124
185	365	15.9	0.164	0.0991
240	474	18.0	0.125	0.0754
300	592	20.5	0.100	0.0601
400	789	23.1	0.0778	0.0470
500	987	26.4	0.0605	0.0366
630	1243	30.2	0.0469	0.0283
800	1579	33.9	0.0367	0.0221
1000	1973	37.9	0.0291	0.0176
1200	2368	44*	0.0247	0.0151
1600	3158	52*	0.0186	0.0113
2000	3944	56*	0.0149	0.0090
2500	4931	66*	0.0120	0.0072

* Segmented Cu conductor including tapes

Standards – IEC and ICEA

Conductors are manufactured according to the following standards:

IEC (International Electrotechnical Commission) Standard Publication 60228, Class 2: Stranded circular or shaped conductors of copper or aluminium.

ICEA, Standard Publication No. S-97-682, further specified in ASTM B 400-18 for aluminium, ASTM B 496-81 for copper.

Table 21

ICEA					
Cross section			Diameter approx.	Nominal d.c. resistance at 20°C, ohm/km **	
AWG	kcmil	mm ²	mm	aluminium	copper
3/0		85	10.7	0.383	0.206
4/0		107	12.1	0.269	0.164
	250	127	13.2	0.228	0.139
	300	152	14.5	0.190	0.116
	350	177	15.6	0.162	0.0990
	500	253	18.7	0.114	0.0695
	750	380	23.0	0.0759	0.0462
	1000	507	26.9	0.0563	0.0347
	1250	633	30.2	0.0454	0.0278
	1500	760	33.5	0.0380	0.0231
	1750	887	36.2	0.0325	0.0198
	2000	1013	38.0	0.0285	0.0173
	2500	1267	45*	0.0230	0.0140
	3000	1520	48*	0.0189	0.0117
	3500	1773	52.5*	0.0164	0.0100
	4000	2027	55*	0.0143	0.0087

1 ohm/100 ft = 3.28 ohm/km

* Segmented Cu conductor including tapes

** The maximum value can be 2% higher

Conductor water sealing

If required, the conductor can be water sealed by:

- Swelling material between the conductor strands.
This material turns into jelly when in contact with water.
- Filling compound between the conductor strands.

XLPE CABLE DESIGN

Insulation

Conductor screen

The conductor screen consists of an extruded layer firmly bonded to the XLPE insulation. A very smooth material is used to obtain good electrical performance.

XLPE insulation

The XLPE insulation is extruded simultaneously with the conductor screen and the insulation screen, e.g. triple extrusion. The interface surfaces between insulation and conductive screens are not exposed at any stage of the manufacturing. High quality material-handling systems, triple extrusion, dry

curing and super-clean XLPE materials guarantee high quality products. The insulation thickness is determined by the design electrical stresses for AC or impulse. The actual thickness for different voltage levels and conductor sizes is given in Tables 22 to 32.

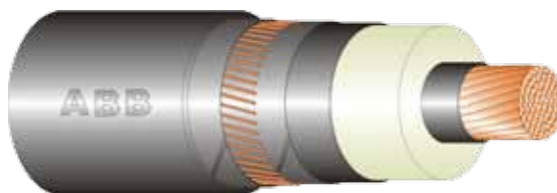
Insulation screen

This screen consists of an extruded layer firmly bonded to the XLPE insulation. The material is a high quality conductive compound. The interface between the screen and the insulation is smooth.

Metallic screen

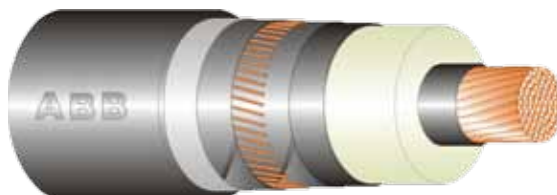
Copper wire screen, standard design

A polymeric sheath covers the copper wire screen.



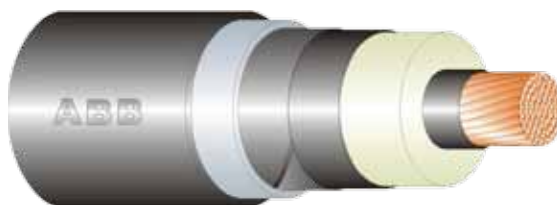
Copper wire screen, water tight design

Radial water sealing is achieved by using a metal-PE laminate. The metal is normally aluminium. Copper may also be used. The laminate is bonded to the polyethylene, which gives excellent mechanical properties. Longitudinal water sealing is achieved by using a water swelling material at the copper wires or swelling powder between the screen wires.



Lead sheath

Radial water sealing achieved by a corrosion resistant lead sheath. Longitudinal water sealing is achieved by using a water swelling material applied under the lead sheath.



Copper tape screen

Cross section defined by the geometrical cross section of the copper tapes.



XLPE CABLE DESIGN

Non-metallic outer sheath

PE or PVC are normally used for the non-metallic outer sheath. IEC 60502 recommends a thickness of $t = 0.035 \times D + 1.0$ mm, where D is the diameter under the sheath. For heavy installations a larger thickness is recommended. PE is the first choice for most applications. PVC is used when there are high requirements on fire retardation behaviour.

Conductive outer layer

A conductive outer layer facilitates testing of the non-metallic outer sheath. This testing is important to ensure the physical integrity of the cable from time to time, either in factory, after transportation, directly after laying, upon completion of the installation, or periodically thereafter.

A conductive outer layer obtained by simultaneous extrusion with the non-conductive outer sheath presents superior electrical and structural properties.

Flame retardant outer layer

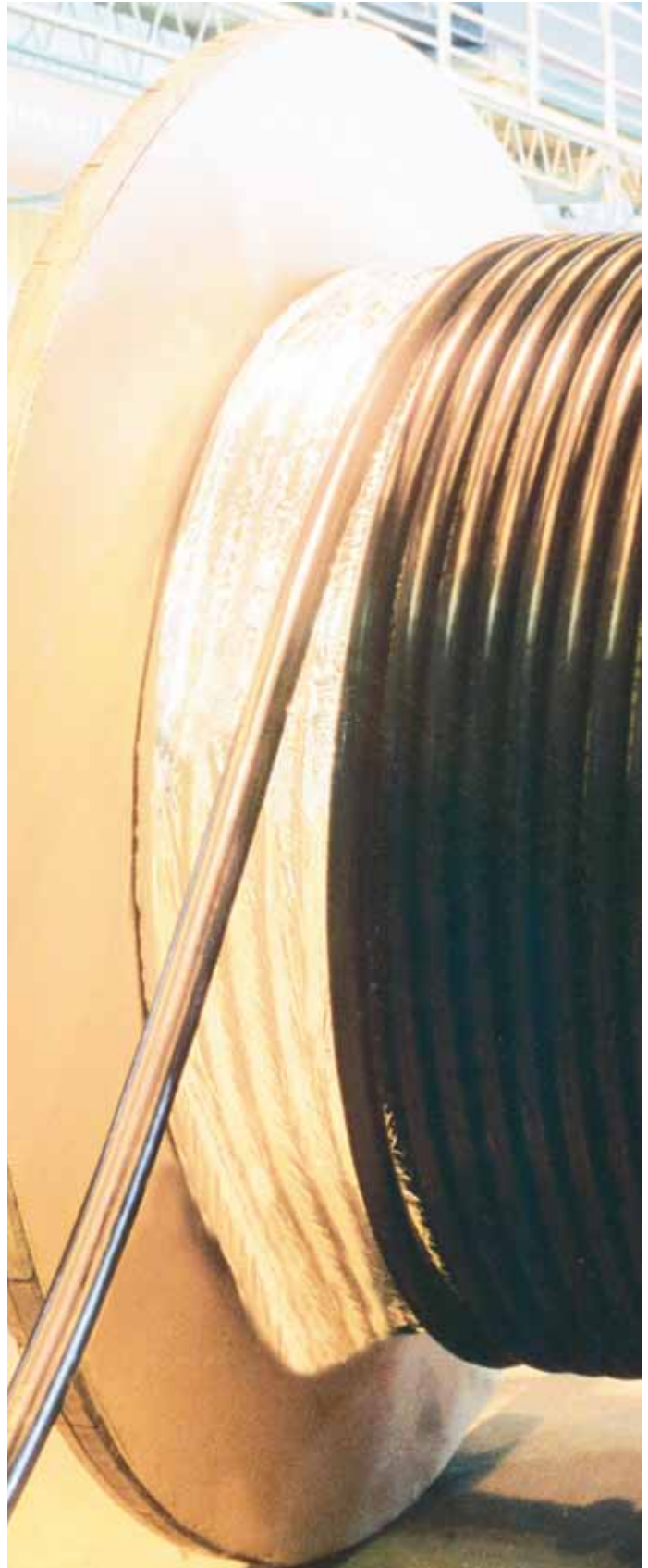
For PE-sheathed cables a halogen free and flame retardant layer can be applied in order to limit the fire spread in buildings and tunnel installations.

Fire behavior

This relates to cables in buildings and tunnels.

Several serious fire accidents have focused attention on the fire behaviour of cables. Experience shows that cables seldom initiate fires. However, in some cases cable installations have influenced the extent of a fire, as a propagator of flames and/or as a source of intense aggressive smoke.

Cables having a PVC sheath are considered as flame retardant. However, once PVC is on fire, it generates hydrochloric acid fumes (HCl) acid. This gas is highly corrosive and irritating to inhale. Cables with a standard PE outer sheath do not generate any corrosive HCl but are not flame retardant. Special polyolefines with flame retardant properties but without chlorine or any other halogenes are optional for the outer sheath.



TECHNICAL DATA FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS



Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km			Ω

Table 22

Single-core cables, nominal voltage 45 kV ($U_m = 52$ kV)												
95	11.2	8.0	29.6	25	40.0	1.4	2.0	0.18	1.5	0.44	0.69	35.6
120	12.6	8.0	31.0	25	41.6	1.5	2.3	0.19	1.6	0.43	0.67	33.2
150	14.2	8.0	32.6	35	44.0	1.8	2.7	0.21	1.7	0.41	0.65	31.0
185	15.8	8.0	34.2	35	45.6	1.9	3.1	0.22	1.8	0.40	0.63	28.9
240	18.1	8.0	36.5	35	48.1	2.2	3.7	0.24	2.0	0.38	0.61	26.4
300	20.4	8.0	38.8	35	50.6	2.5	4.3	0.26	2.1	0.37	0.59	24.4
400	23.2	8.0	41.6	35	53.6	2.9	5.3	0.29	2.3	0.36	0.57	22.3
500	26.2	8.0	45.0	35	57.2	3.3	6.4	0.32	2.6	0.34	0.55	20.4
630	29.8	8.0	48.6	35	61.0	3.8	7.7	0.35	2.8	0.33	0.53	18.5
800	33.7	8.0	52.5	35	65.7	4.5	9.5	0.38	3.1	0.32	0.51	17.0
1000	37.9	8.0	57.3	35	70.9	5.3	11.6	0.42	3.5	0.31	0.50	15.5
1200	42.8	8.0	63.8	35	77.8	6.3	13.8	0.48	3.9	0.31	0.48	14.2
1400	46.4	8.0	67.4	35	81.6	7.0	15.8	0.51	4.2	0.30	0.47	13.4
1600	49.8	8.0	70.8	35	85.2	7.8	17.7	0.54	4.4	0.30	0.46	12.6
2000	54.4	8.0	75.4	35	90.6	9.2	21.6	0.58	4.8	0.29	0.45	11.8

Table 23

Single-core cables, nominal voltage 66 kV ($U_m = 72.5$ kV)												
95	11.2	9.0	31.6	25	42.2	1.5	2.1	0.16	2.0	0.45	0.70	38.0
120	12.6	9.0	33.0	25	43.8	1.7	2.4	0.18	2.1	0.44	0.68	35.5
150	14.2	9.0	34.6	35	46.0	1.9	2.8	0.19	2.3	0.42	0.65	33.1
185	15.8	9.0	36.2	35	47.8	2.1	3.2	0.20	2.4	0.41	0.64	31.0
240	18.1	9.0	38.5	35	50.3	2.3	3.8	0.22	2.6	0.39	0.61	28.4
300	20.4	9.0	40.8	35	52.8	2.6	4.5	0.24	2.9	0.38	0.59	26.2
400	23.2	9.0	43.6	35	55.8	3.0	5.5	0.26	3.1	0.36	0.57	24.0
500	26.2	9.0	47.0	35	59.4	3.5	6.6	0.29	3.4	0.35	0.55	22.0
630	29.8	9.0	50.6	35	63.2	4.0	7.9	0.32	3.8	0.34	0.53	20.0
800	33.7	9.0	54.5	35	67.9	4.7	9.7	0.35	4.1	0.33	0.52	18.4
1000	37.9	9.0	59.3	35	72.9	5.5	11.8	0.38	4.6	0.32	0.50	16.8
1200	42.8	9.0	65.8	35	79.8	6.5	14.0	0.43	5.2	0.31	0.49	15.4
1400	46.4	9.0	69.4	35	83.8	7.3	16.0	0.46	5.5	0.31	0.47	14.5
1600	49.8	9.0	72.8	35	87.4	8.0	18.0	0.49	5.9	0.30	0.47	13.7
2000	54.4	9.0	77.4	35	92.8	9.5	21.9	0.52	6.3	0.30	0.45	12.8

TECHNICAL DATA FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS



Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km			Ω

Table 24

Single-core cables, nominal voltage 70 kV (U _m =84 kV)												
150	14.2	10.0	36.6	35	48.2	2.0	3.0	0.18	2.2	0.43	0.66	35.2
185	15.8	10.0	38.2	35	50.0	2.2	3.4	0.19	2.4	0.42	0.64	33.0
240	18.1	10.0	40.5	35	52.3	2.5	4.0	0.20	2.6	0.40	0.62	30.2
300	20.4	10.0	42.8	35	54.8	2.8	4.6	0.22	2.8	0.39	0.60	28.0
400	23.2	10.0	45.6	35	57.8	3.2	5.7	0.24	3.1	0.37	0.58	25.6
500	26.2	10.0	49.0	35	61.4	3.6	6.7	0.26	3.4	0.36	0.56	23.5
630	29.8	10.0	52.6	35	65.4	4.2	8.1	0.29	3.7	0.35	0.54	21.4
800	33.7	10.0	56.5	35	69.9	4.9	9.9	0.32	4.0	0.33	0.52	19.7
1000	37.9	10.0	61.3	35	75.1	5.8	12.0	0.35	4.5	0.33	0.50	18.0
1200	42.8	10.0	67.8	35	82.0	6.8	14.3	0.40	5.0	0.32	0.49	16.5
1400	46.4	10.0	71.4	35	85.8	7.5	16.3	0.42	5.4	0.31	0.48	15.5
1600	49.8	10.0	74.8	35	90.0	8.4	18.3	0.45	5.7	0.31	0.47	14.8
2000	54.4	10.0	79.4	35	94.8	9.7	22.2	0.48	6.1	0.30	0.46	13.8

Table 25

Single-core cables, nominal voltage 110 kV (U _m = 123 kV)												
185	15.8	16.0	50.2	95	63.3	3.7	4.9	0.14	2.7	0.47	0.66	43.0
240	18.1	15.0	50.5	95	63.6	3.9	5.4	0.15	3.1	0.44	0.63	38.4
300	20.4	14.0	50.8	95	63.9	4.0	5.9	0.17	3.5	0.42	0.61	34.3
400	23.2	13.0	51.6	95	64.9	4.3	6.8	0.20	4.0	0.39	0.59	30.2
500	26.2	13.0	55.0	95	68.5	4.8	7.9	0.22	4.3	0.38	0.57	27.8
630	29.8	13.0	58.6	95	72.3	5.3	9.3	0.24	4.7	0.37	0.55	25.5
800	33.7	13.0	62.5	95	76.8	6.1	11.1	0.26	5.2	0.35	0.53	23.5
1000	37.9	13.0	67.3	95	82.0	7.0	13.2	0.28	5.7	0.34	0.51	21.6
1200	42.8	13.0	73.8	95	89.5	8.2	15.6	0.32	6.4	0.34	0.50	19.8
1400	46.4	13.0	77.4	95	93.3	9.0	17.7	0.34	6.8	0.33	0.49	18.7
1600	49.8	13.0	80.8	95	96.9	9.7	19.7	0.36	7.1	0.32	0.48	17.7
2000	54.4	13.0	85.4	95	101.9	11.2	23.6	0.38	7.6	0.31	0.46	16.6
2500	62.0	13.0	93.0	95	109.9	13.1	28.7	0.42	8.5	0.30	0.45	14.9

TECHNICAL DATA FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS



Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	 mH/km	 mH/km	Ω

Table 26

Single-core cables, nominal voltage 132 kV (U _m = 145 kV)												
185	15.8	18.0	54.2	95	67.5	4.1	5.3	0.13	3.0	0.48	0.67	45.8
240	18.1	17.0	54.5	95	68.0	4.3	5.8	0.14	3.4	0.45	0.64	41.1
300	20.4	16.0	54.8	95	68.3	4.4	6.3	0.16	3.8	0.43	0.62	37.1
400	23.2	15.0	55.6	95	69.1	4.6	7.1	0.18	4.3	0.41	0.59	33.0
500	26.2	15.0	59.0	95	72.7	5.2	8.3	0.20	4.7	0.39	0.57	30.4
630	29.8	15.0	62.6	95	76.5	5.8	9.7	0.21	5.1	0.38	0.55	27.9
800	33.7	15.0	66.5	95	81.2	6.6	11.5	0.23	5.5	0.36	0.54	25.8
1000	37.9	15.0	71.3	95	86.4	7.5	13.7	0.25	6.1	0.35	0.52	23.7
1200	42.8	15.0	77.8	95	93.7	8.7	16.2	0.29	6.8	0.35	0.50	21.8
1400	46.4	15.0	81.4	95	97.5	9.5	18.2	0.30	7.2	0.34	0.49	20.6
1600	49.8	15.0	84.8	95	101.1	10.3	20.3	0.32	7.6	0.33	0.48	19.5
2000	54.4	15.0	89.4	95	106.1	11.8	24.2	0.34	8.1	0.32	0.47	18.3
2500	62.0	15.0	97.0	95	114.3	13.8	29.3	0.38	9.0	0.31	0.45	16.5

Table 27

Single-core cables, nominal voltage 150 kV (U _m = 170 kV)												
240	18.1	21.0	62.5	95	76.4	5.1	6.6	0.12	3.4	0.48	0.65	46.2
300	20.4	20.0	62.8	95	76.7	5.2	7.1	0.14	3.7	0.45	0.63	42.0
400	23.2	19.0	63.6	95	77.7	5.5	8.0	0.15	4.2	0.43	0.61	37.9
500	26.2	18.0	65.0	95	79.1	5.8	8.9	0.17	4.7	0.41	0.58	34.0
630	29.8	17.0	66.6	95	80.9	6.2	10.2	0.19	5.3	0.39	0.56	30.2
800	33.7	17.0	70.5	95	85.4	7.0	12.0	0.21	5.7	0.37	0.54	27.9
1000	37.9	17.0	75.3	95	91.0	8.1	14.3	0.23	6.3	0.36	0.52	25.8
1200	42.8	17.0	81.8	95	97.9	9.3	16.7	0.26	7.0	0.35	0.51	23.7
1400	46.4	17.0	85.4	95	101.9	10.1	18.8	0.27	7.4	0.35	0.50	22.4
1600	49.8	17.0	88.8	95	105.5	11.0	20.9	0.29	7.8	0.34	0.49	21.2
2000	54.4	17.0	93.4	95	110.3	12.4	24.9	0.31	8.3	0.33	0.47	19.9
2500	62.0	17.0	101.0	95	118.5	14.5	30.0	0.34	9.2	0.32	0.46	18.0

Table 28

Single-core cables, nominal voltage 220 kV (U _m = 245 kV)												
500	26.2	24.0	77.6	185	94.0	8.3	11.4	0.14	5.8	0.44	0.60	40.2
630	29.8	23.0	79.2	185	95.8	8.8	12.7	0.16	6.4	0.42	0.58	36.4
800	33.7	23.0	83.1	185	100.3	9.7	14.7	0.17	6.9	0.41	0.56	33.8
1000	37.9	23.0	87.3	185	104.9	10.7	16.9	0.19	7.4	0.39	0.54	31.3
1200	42.8	23.0	93.8	185	111.8	12.0	19.4	0.21	8.2	0.38	0.52	28.8
1400	46.4	23.0	97.4	185	115.6	12.9	21.6	0.22	8.7	0.37	0.51	27.3
1600	49.8	23.0	100.8	185	119.2	13.8	23.7	0.23	9.1	0.36	0.50	26.0
2000	54.4	23.0	105.4	185	124.2	15.4	27.8	0.24	9.7	0.35	0.49	24.5
2500	62.0	23.0	113.0	185	132.4	17.6	33.1	0.27	10.6	0.34	0.47	22.3

TECHNICAL DATA FOR XLPE LAND CABLE SYSTEMS



Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	 mH/km	 mH/km	Ω

Table 29

Single-core cables, nominal voltage 275 kV (U _m = 300 kV)												
500	26.2	26.0	81.6	185	98.2	8.9	12.0	0.14	6.8	0.45	0.61	42.1
630	29.8	24.0	81.2	185	97.8	9.0	13.0	0.16	7.7	0.43	0.58	37.3
800	33.7	24.0	85.1	185	102.5	10.0	15.0	0.17	8.3	0.41	0.56	34.7
1000	37.9	24.0	89.3	185	106.9	11.0	17.2	0.18	9.0	0.40	0.54	32.2
1200	42.8	24.0	95.8	185	114.0	12.3	19.8	0.20	10.0	0.38	0.53	29.6
1400	46.4	24.0	99.4	185	117.8	13.2	22.0	0.21	10.5	0.37	0.51	28.1
1600	49.8	24.0	102.8	185	121.4	14.2	24.1	0.22	11.0	0.37	0.50	26.8
2000	54.4	24.0	107.4	185	126.4	15.8	28.2	0.23	11.7	0.36	0.49	25.2
2500	62.0	24.0	115.0	185	134.4	17.9	33.5	0.26	12.8	0.34	0.47	22.9

Table 30

Single-core cables, nominal voltage 330 kV (U _m = 362 kV)												
630	29.8	28.0	89.2	185	106.4	10.3	14.2	0.14	8.4	0.44	0.59	40.8
800	33.7	27.0	91.1	185	108.9	10.9	15.9	0.15	9.3	0.42	0.57	37.2
1000	37.9	26.0	93.3	185	111.3	11.6	17.8	0.17	10.2	0.40	0.55	33.8
1200	42.8	25.0	97.8	185	116.0	12.6	20.1	0.19	11.6	0.39	0.53	30.4
1400	46.4	25.0	101.4	185	120.0	13.6	22.3	0.20	12.2	0.38	0.52	28.8
1600	49.8	25.0	104.8	185	123.6	14.5	24.5	0.21	12.8	0.37	0.51	27.5
2000	54.4	25.0	109.4	185	128.4	16.1	28.6	0.23	13.6	0.36	0.49	25.9
2500	62.0	25.0	117.0	185	136.6	18.4	33.9	0.25	14.9	0.35	0.48	23.6

Table 31

Single-core cables, nominal voltage 400 kV (U _m = 420 kV)												
630	29.8	32.0	98.2	185	116.0	11.7	15.7	0.13	9.6	0.46	0.60	43.7
800	33.7	30.0	98.1	185	116.3	12.1	17.1	0.15	10.7	0.44	0.58	39.4
1000	37.9	29.0	100.3	185	118.7	12.8	19.0	0.16	11.7	0.42	0.56	36.0
1200	42.8	27.0	101.8	185	120.4	13.4	20.8	0.18	13.3	0.40	0.53	31.9
1400	46.4	27.0	105.4	185	124.2	14.3	23.0	0.19	14.0	0.39	0.52	30.2
1600	49.8	27.0	108.8	185	127.8	15.3	25.2	0.20	14.7	0.38	0.51	28.9
2000	54.4	27.0	113.4	185	132.8	16.9	29.4	0.21	15.6	0.37	0.50	27.2
2500	62.0	27.0	121.0	185	140.8	19.2	34.7	0.23	17.0	0.35	0.48	24.8

Table 32

Single-core cables, nominal voltage 500 kV (U _m = 550 kV)												
800	33.7	34.0	106.1	185	124.9	13.5	18.5	0.14	12.3	0.45	0.59	42.3
1000	37.9	32.0	106.3	185	125.1	13.9	20.1	0.15	13.7	0.43	0.56	38.1
1200	42.8	31.0	109.8	185	128.8	14.8	22.3	0.17	15.1	0.41	0.54	34.7
1400	46.4	31.0	113.4	185	132.8	15.9	24.6	0.18	15.9	0.40	0.53	33.0
1600	49.8	31.0	116.8	185	136.4	16.9	26.8	0.18	16.6	0.39	0.52	31.5
2000	54.4	31.0	121.4	185	141.4	18.6	31.0	0.19	17.6	0.38	0.51	29.7
2500	62.0	31.0	129.0	185	149.4	20.9	36.5	0.21	19.2	0.36	0.49	27.2

FORMULAE

Formula for capacitance

$$C = \frac{\epsilon_r}{18 \cdot \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)} \quad [\mu\text{F/km}]$$

Where ϵ_r = relative permittivity of the insulation
 r_o = external radius of the insulation (mm)
 r_i = radius of conductor, including screen (mm)
 $\epsilon_{r \text{ XLPE}} = 2.5$ (Value from IEC 60287)

Formula for dielectric losses

$$W = \frac{U^2}{3} 2\pi f \cdot C \cdot \tan(\delta) \quad [\text{W/km}]$$

Where U = rated voltage (kV)
 f = frequency (Hz)
 C = capacitance ($\mu\text{F/km}$)
 $\tan \delta$ = loss angle

Formula for inductance

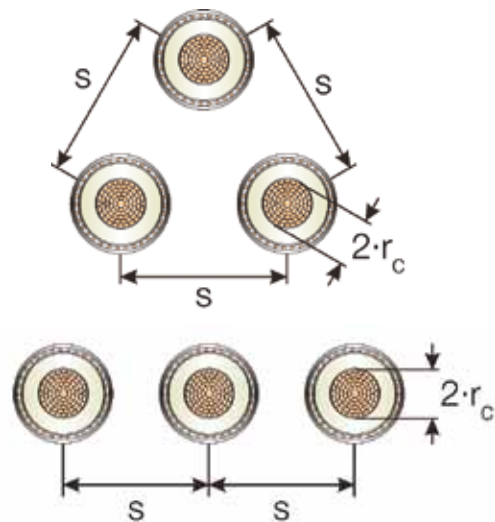
$$L = 0.05 + 0.2 \cdot \ln\left(\frac{K \cdot s}{r_c}\right) \quad [\text{mH/km}]$$

Where trefoil formation: $K = 1$
 flat formation: $K = 1.26$
 s = distance between conductor axes (mm)
 r_c = conductor radius (mm)

Formula for inductive reactance

$$X = 2\pi f \cdot \frac{L}{1000} \quad [\Omega/\text{km}]$$

Where f = frequency (Hz)
 L = inductance (mH/km)

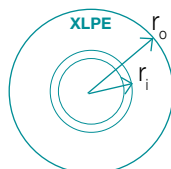


Formula for electric stress

Conductor screen: $E_{\max} = \frac{U_o}{r_i \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)} \quad [\text{kV/mm}]$

Insulation screen: $E_{\min} = \frac{U_o}{r_o \ln\left(\frac{r_o}{r_i}\right)} \quad [\text{kV/mm}]$

r_i = radius of conductor screen
 r_o = radius of XLPE insulation
 U_o = voltage across insulation



Formula for maximum short circuit currents

$$I_{sh} = \frac{I_1}{\sqrt{t_{sh}}} \quad [\text{kA}]$$

I_{sh} = short-circuit current during time t_{sh}

I_1 = short-circuit current rating during 1 second.

See the 1 second value in tables 14 for the conductor and in Table 15 for the metallic screen.

t_{sh} = short-circuit duration (sec)

For XLPE insulated conductors the maximum allowable short circuit temperature is 250°C.

Formula for calculation of dynamic forces between two conductors

$$F = \frac{0.2}{S} \cdot I_{\text{peak}}^2 \quad [\text{N/m}]$$

Where; $I_{\text{peak}} = 2.5 I_{sh}$ [kA]

I_{sh} = short-circuit current [kA] RMS

S = centre to centre spacing between conductors [m]

F = maximum force [N/m]

SUPPORT

The transmission network in most countries is very large and complex. It may incorporate many different types of transmission circuits, including AC and DC over-head lines, fluid-filled cable systems and extruded cable systems, etc. Also, many modern networks contain extensive land and submarine cable systems for supply of major metropolitan areas and for inter-connection with neighbouring countries.

ABB's experienced project managers, technical specialists and other staff will give their professional support in evaluating suitable solutions. We aim to offer the most optimal solution and we can supply the complete land or submarine cable system which can include:

- Power cables for land or submarine applications
- Cable accessories
- Control- and telecommunication cables
- System design for network optimization
- Project management
- Civil works
- Installation and supervision
- Testing and start-up operations
- Disassembly and recovery of old cables
- Fault localization and cable repair
- Maintenance of fluid-filled systems
- Leasing of installation equipment
- Training

NOTE: All data given in this brochure are non-binding and indicative only



CHECKLIST FOR CABLE INQUIRY

ABB is always prepared to work closely with our customers to develop optimized and cost effective cable system design solutions. In order for us to identify the best overall design solution for a specific application, we kindly request that the

below data checklist is submitted with each inquiry (if some of the requested data is not available at the time of the inquiry or does not appear applicable, just insert N/A in the corresponding data cell).

Commercial information

* Required information

Name of project	*
Customer	*
Location of site for delivery	*
Inquiry for budget or purchase	*
Tender submission date	*
Do any special conditions apply	
How long should the tender be valid	*
Required delivery/completion time	*
Terms of delivery (FCA/CPT etc.)	*
Specific requirements on cable length per delivered drum	
Do any specific metal prices apply	
Installation: Turnkey by ABB Installation by ABB Supervision by ABB	*

Technical information

* Required information

Cable system input:	
Maximum System Voltage U_{max}	* kV
Nominal System Operating Voltage U	* kV
Continuous current capacity	* A/MVA
Maximum symmetrical short-circuit current and duration	* kA/s
Maximum earth-fault current and duration	* kA/s
Route length	* m
Conductor: copper/aluminum, cross-section	Cu/Al, mm
Longitudinal water protection	* Yes/No
Radial water protection	* Yes/No
Any special cable design requirements Customer specification	

Tests

Routine, sample and after installation test. IEC, other
Type test requirements. IEC, other
Other test requirements

Installation data

* Required information

Cable configuration: Flat/Trefoil	
Number of parallel circuits	*
Distance between parallel circuits	mm
Heating from existing cables	Yes/No
If yes, distances to and losses of parallel cables	mm, W/m
Other heat sources, distance to and losses of sources	mm, W/m
Screen earthing (Both ends, Cross, Single)	

* Required information

Installed in air	*	Yes/No
Air temperature, maximum		°C
Installed in trough		Yes/No
If trough, inside dimension of trough (width • height)		mm • mm
If trough, filled or unfilled		
Exposed to solar radiation		Yes/No
Direct buried installation	*	Yes/No
Soil, ground temperature at laying depth		°C
Laying depth		mm
Thermal resistivity backfill		K•m/W
If drying out, thermal resistivity dry backfill close to cable		K•m/W
Backfill material: selected sand, CBS, etc		
Special requirements for trench		
Cables in ducts or pipes, buried ducts	*	Yes/No
Material: PVC, PE, Fibre, steel, etc		
Distance between ducts/pipes		mm
Outside duct/pipe diameter		mm
Inside duct/pipe diameter		mm
Ambient temperature at burial depth		°C
Thermal resistivity of ground		K•m/W
Thermal resistivity of backfill		K•m/W
If drying out, thermal resistivity dry backfill close to duct		K•m/W
Laying depth		mm
Backfill material: selected sand, CBS, etc		

Accessories

* Required information

Termination	
Type of termination and quantity. Indoor, outdoor, AIS, GIS, transformer, etc.	Type * Qty *
Special requirements - pollution level, rod gap, polymer insulator, etc.	
Joints	
Type of joint and quantity - premoulded, vulcanized, sectionalized, straight etc.	Type * Qty *
Special requirements	
Link boxes	
Type of link box	
Special requirements	
Other accessories	
Other relevant information	

Contact us

**ABB's high voltage cable unit in
Sweden**

Phone: +46 455 556 00

Fax: +46 455 556 55

E-Mail: sehvc@se.abb.com

www.abb.com/cables

2010-04, 2GM 5007 GB rev5



XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide

Rev 5

CONTENT

XLPE Submarine Cable Systems

- Current rating for XLPE submarine cable systems 3
 - Current rating for three-core cables 3
 - Current rating for single-core cables 4
- Technical data for XLPE submarine cable systems..... 5
 - Single-core cables with lead sheath 5
 - Three-core cables with copper wire screen 6
 - Three-core cables with lead sheath..... 7

To make sure you have the latest version of this brochure,
have a look at www.abb.com/cables

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Current rating for single-core submarine cables

Table 35

Cross section Cu conductor	Rated voltage 10 - 90 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Table 36

Cross section Cu conductor	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Note 1: Calculations were performed assuming single layer of 5 mm copper armour wire.

Note 2: Aluminium cables (conductor made of aluminum and armouring made of aluminium alloy) will have a rating of 75 to 80 % for the same conductor area.

Note 3: The rating data given in the above tables should be regarded as indicative only.

Note 4: Cross sections larger than 1000 mm² can be offered on request.

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Single-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance ● ● ●
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km

Table 37

Single-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	111.0	19.1	29.3	0.14	5.8	1.42
630	29.8	23.0	79.2	3.0	112.8	20.0	31.2	0.16	6.4	1.40
800	33.7	23.0	83.1	3.1	117.5	21.9	34.5	0.17	6.9	1.37
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	121.9	23.5	37.7	0.19	7.4	1.35
1200	41.2	23.0	90.6	3.1	125.2	24.8	40.4	0.20	7.8	1.33
1400	44.4	23.0	93.8	3.1	128.6	26.1	43.2	0.21	8.2	1.32
1600	47.4	23.0	96.8	3.1	131.8	27.5	46.0	0.22	8.6	1.31

Table 38

Single-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	3.0	115.2	20.5	31.1	0.14	6.8	1.42
630	29.8	24.0	81.2	3.0	114.8	20.6	31.8	0.16	7.7	1.40
800	33.7	24.0	85.1	3.1	119.5	22.5	35.2	0.17	8.3	1.37
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	123.9	24.1	38.4	0.18	9.0	1.35
1200	41.2	24.0	92.6	3.1	127.4	25.5	41.6	0.19	9.5	1.33
1400	44.4	24.0	95.8	3.1	130.6	26.8	44.4	0.20	10.0	1.32
1600	47.4	24.0	98.8	3.1	133.8	28.1	47.2	0.21	10.4	1.31

Table 39

Single-core cables, nominal voltage 330 kV (Um = 362 kV)										
630	29.8	28.0	89.2	3.1	123.4	23.3	35.2	0.14	8.8	1.40
800	33.7	27.0	91.1	3.1	125.9	24.3	37.5	0.15	9.7	1.37
1000	37.9	26.0	93.3	3.1	128.1	25.3	39.9	0.17	10.7	1.35
1200	41.2	25.0	94.6	3.1	129.4	26.1	42.0	0.18	11.1	1.33
1400	44.4	25.0	97.8	3.1	132.8	27.4	44.9	0.19	11.6	1.32
1600	47.4	25.0	100.8	3.1	135.8	28.7	47.7	0.20	12.1	1.31

Table 40

Single-core cables, nominal voltage 400 kV (Um = 420 kV)										
630	29.8	32.0	98.2	3.1	132.8	26.1	38.8	0.13	9.6	1.40
800	33.7	30.0	98.1	3.1	133.1	26.5	40.2	0.15	10.7	1.37
1000	37.9	29.0	100.3	3.1	135.3	27.5	42.6	0.16	11.7	1.35
1200	41.2	27.0	99.6	3.1	134.6	27.7	44.0	0.18	12.9	1.33
1400	44.4	27.0	102.8	3.1	138.0	29.0	46.9	0.19	13.5	1.32
1600	47.4	27.0	105.8	3.1	141.0	30.4	49.7	0.19	14.1	1.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with copper wire screen

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	0.41
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	0.39
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	0.37
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	0.36
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	0.35
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	0.33
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	0.32
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	28.2	0.59	1.1	0.31
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	0.30

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Um = 123 kV)										
185	15.8	16.0	50.2	2.0	156.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.46
240	18.1	15.0	50.5	2.0	157.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.43
300	20.4	14.0	50.8	2.0	157.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.41
400	23.2	13.0	51.6	2.0	159.0	39.7	47.2	0.20	3.9	0.38
500	26.2	13.0	55.0	2.1	167.0	43.6	53.0	0.22	4.3	0.37
630	29.8	13.0	58.6	2.3	176.0	48.8	60.7	0.24	4.7	0.36
800	33.7	13.0	62.5	2.4	185.0	54.4	69.5	0.26	5.2	0.34
1000	37.9	13.0	67.3	2.6	197.0	61.6	80.5	0.28	5.6	0.33

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (Um = 145 kV)										
185	15.8	18.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.13	3.0	0.47
240	18.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.8	46.3	0.14	3.4	0.44
300	20.4	16.0	54.8	2.1	167.0	42.4	48.0	0.16	3.8	0.42
400	23.2	15.0	55.6	2.1	168.0	43.6	51.1	0.18	4.3	0.40
500	26.2	15.0	59.0	2.3	176.0	48.6	58.0	0.20	4.6	0.38
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	65.2	0.21	5.1	0.37
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6	0.36
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.25	6.1	0.35

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (Um = 170 kV)										
240	18.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4	0.47
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7	0.44
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	60.5	0.15	4.1	0.42
500	26.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	65.1	0.17	4.7	0.40
630	29.8	17.0	66.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3	0.38
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.8	0.21	5.7	0.37
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3	0.36

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	95.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4	0.38

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.8	0.44
630	29.8	24.0	81.2	3.0	228.0	77.0	88.9	0.16	7.7	0.42
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3	0.40
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.3	0.18	9.0	0.39

Contact us

**ABB's high voltage cable unit in
Sweden**

Phone: +46 455 556 00

Fax: +46 455 556 55

E-Mail: sehvc@se.abb.com

www.abb.com/cables

DOCUMENTO 2

Planos



ÍNDICE PLANOS

PLANO 1 – SITUACIÓN

PLANO 2 – EMPLAZAMIENTO

PLANO 3 – DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN EL PARQUE

PLANO 4 – AEROGENERADOR

PLANO 5 – ESQUEMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



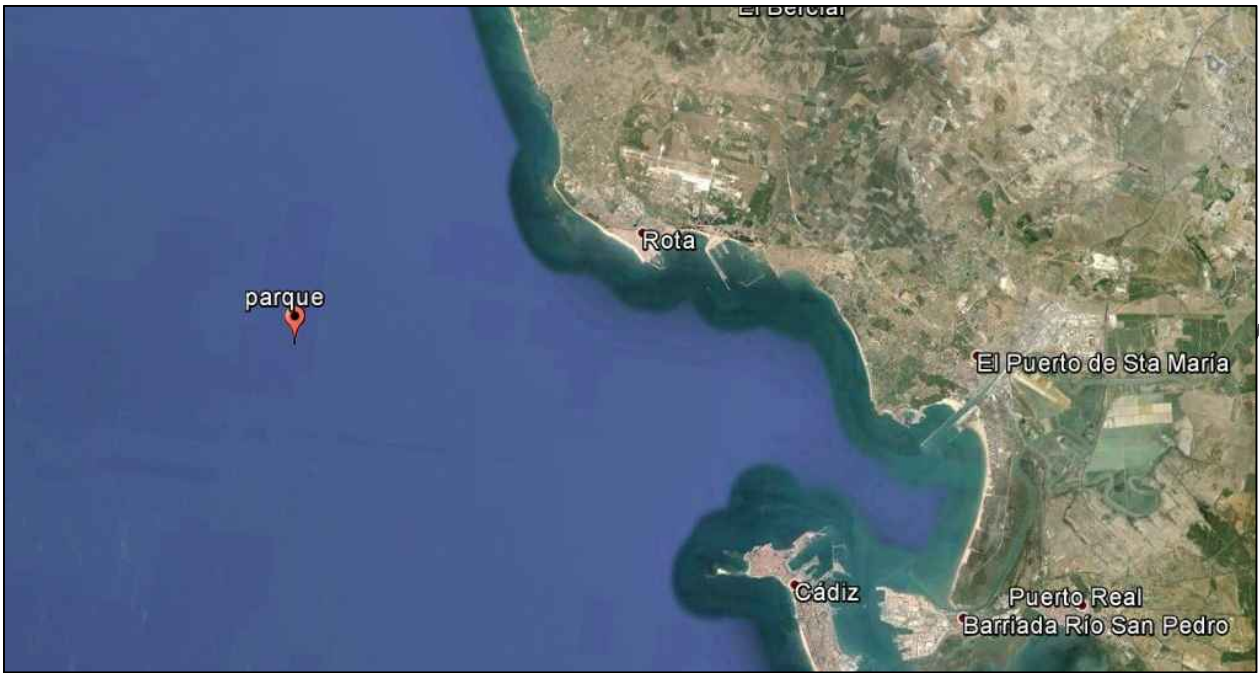
Escala 1:8000000




Escala 1:2500000

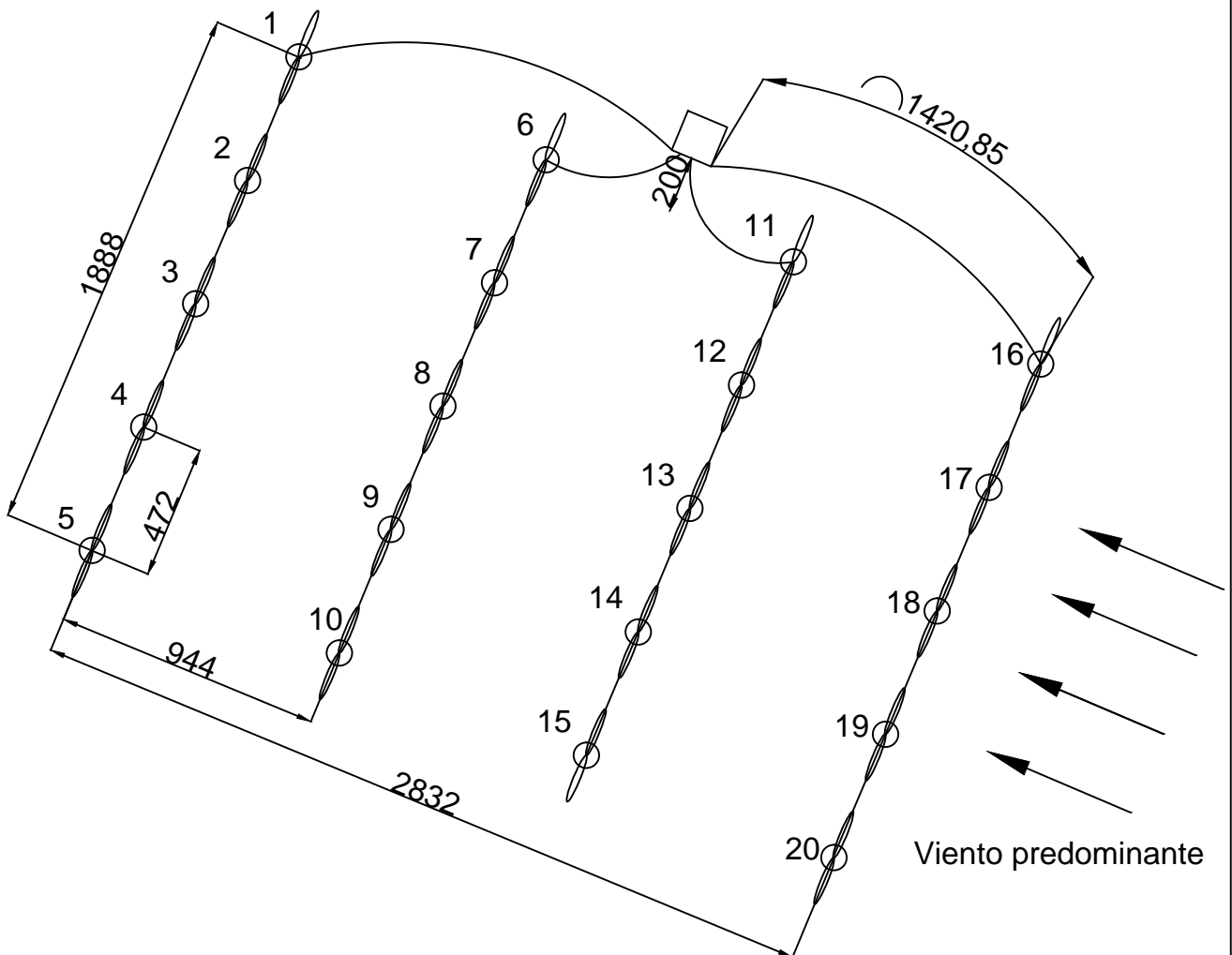
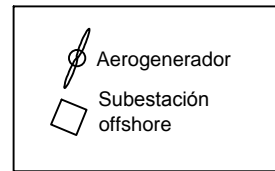
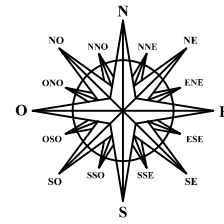
Coordenadas			
Coordenadas geográficas		Coordenadas HUSO 29	
Latitud	36°34'43.10"	X UTM	725380.68 m
Longitud	6°28'52.08"	Y UTM	4051150.046 m

Distancias	
Cádiz	16 KM
Rota	11 KM
Chipiona	18 KM
Huelva	76 KM



Escala 1:250000

 UNIVERSIDADE DA CORUÑA		ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR Trabajo Fin de Grado	
Proyecto: Aprovechamiento eólico para producción de electricidad en una instalación offshore			
Plano: Situación		Nº plano: 1	Formato: A3
Autora: Soraya Atilano Brea	Firma:	Fecha: Junio 2015	Escala: Varias escalas



Nota: Las cotas están en metros



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR

Trabajo Fin de Grado

Proyecto: Aprovechamiento eólico para producción de electricidad en una instalación offshore

Plano: Disposición de los aerogeneradores en el parque

Nº plano:
3

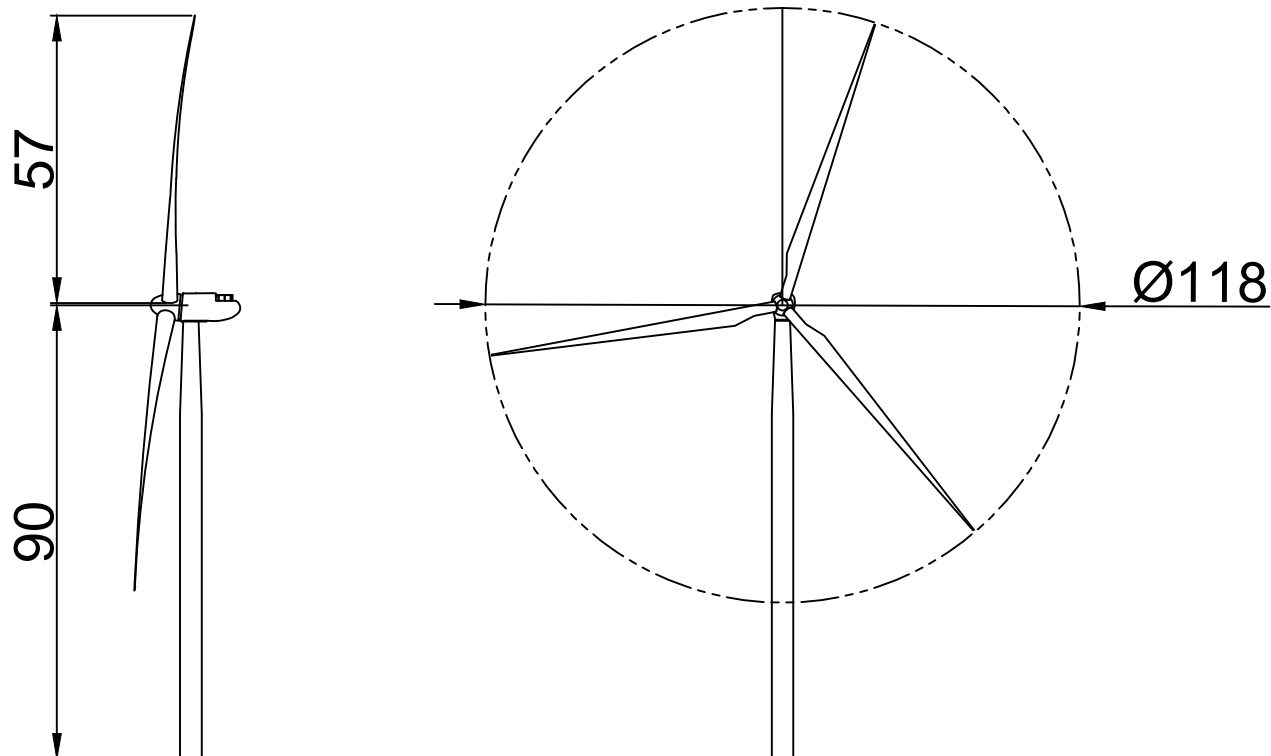
Formato:
A4

Autora: Soraya Atilano Brea

Firma:

Fecha: Junio 2015

Escala: 1:25000



Nota: Las cotas están en metros



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR
Trabajo Fin de Grado

Proyecto: Aprovechamiento eólico para producción de electricidad en una instalación offshore

Plano: Aerogenerador Mervento 3.6 - 118

Nº plano:
4

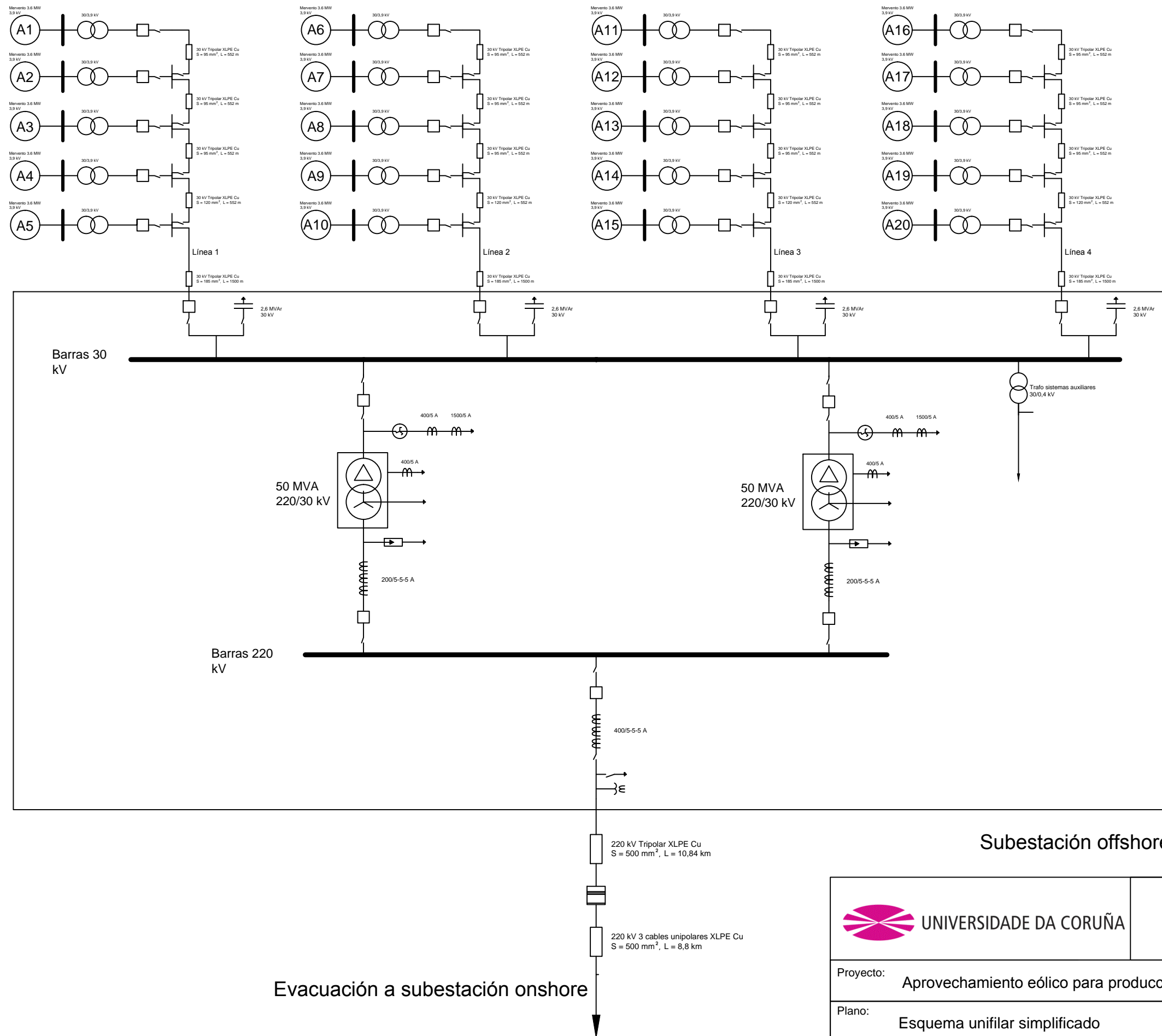
Formato:
A4


Autora: Soraya Atilano Brea

Firma:

Fecha: Junio 2015

Escala: 1:1500



 UNIVERSIDADE DA CORUÑA		ESCOLA POLITÉCNICA SUPERIOR Trabajo Fin de Grado	
Proyecto: Aprovechamiento eólico para producción de electricidad en una instalación offshore			
Plano: Esquema unifilar simplificado		Nº plano: 5	Formato: A3
Autora: Soraya Atilano Brea	Firma:	Fecha: Junio 2015	Escala: S/E

DOCUMENTO 3

Presupuesto



ÍNDICE PRESUPUESTO

1. OBJETO	1
2. PRESUPUESTO GENERAL	1
3. RESUMEN DEL PRESUPUESTO	3

1. OBJETO

El presente documento tiene como objeto la elaboración de un presupuesto aproximado para la ejecución de la instalación del parque eólico marino en la ubicación elegida con el fin de realizar el análisis de viabilidad.

2. PRESUPUESTO GENERAL

CAPITULO I. OBRA CIVIL					
------------------------	--	--	--	--	--

C.I.1 - ZANJAS Y CANALIZACIONES DE CABLEADO EN TIERRA					
Nº	Concepto	Ud.	Medición	Precio unitario (€)	Importe total (€)
1	Excavaciones, conductos P.E.A.D., placas de señalización y protección de cables	U	1	717.200,00 €	717.200,00 €
2	Arqueta de interconexión cable marino - cable terrestre de 3,1 x 3,40 x 1,80 en hormigón armado totalmente terminada. Tapa homologada Unión Fenosa	U	1	9.000,00 €	9.000,00 €
Total					726.200,00 €

C.I.2 - ESTRUCTURAS Y CIMENTACIONES					
Nº	Concepto	Ud.	Medición	Precio unitario (€)	Importe total (€)
1	Suministro de jackets y piezas de transición prefabricadas aerogeneradores	U	20	2.000.000,00 €	40.000.000,00 €
2	Traslado e hincado de los pilotes de la estructura desde embarque hasta lugar de ubicación de los aerogeneradores	U	20	700.000,00 €	14.000.000,00 €
3	Suministro de jackets y piezas de transición prefabricadas subestación	U	1	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
4	Traslado e hincado de los pilotes de la estructura desde embarque hasta lugar de ubicación de la subestación	U	1	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
Total					59.000.000,00 €

CAPITULO II. AEROGENERADOR					
Nº	Concepto	Ud.	Medición	Precio unitario (€)	Importe total (€)
1	Aerogenerador Mervento 3,6-118	U	20	3.600.000,00 €	72.000.000,00 €
2	Traslado y colocación de los aerogeneradores desde embarque hasta lugar de ubicación	U	20	600.000,00 €	12.000.000,00 €
3	Unidad de suministro e instalación de torre meteorológica, incluido apoyo, soporte, sensores meteorológicos, cuadro de control, pararrayos, línea de evacuación y red de tierra	U	1	30.000,00 €	30.000,00 €
Total					84.030.000,00 €

CAPITULO III. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA					
Nº	Concepto	Ud.	Medición	Precio unitario (€)	Importe total (€)
1	Cableado, transporte y colocación línea submarina 30 kV	U	1	16.992.480,00 €	16.992.480,00 €
2	Cableado, transporte y colocación línea submarina 220 kV	U	1	11.598.800,00 €	11.598.800,00 €
3	Cableado, transporte y colocación línea subterránea 220 kV y fibra óptica	U	1	1.126.400,00 €	1.126.400,00 €
4	Boyas (6 por plataforma)	U	126	2.000,00 €	252.000,00 €
5	Puesta a tierra	U	1	40.000,00 €	40.000,00 €
6	Edificio subestación y elementos necesarios	U	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
7	Transporte y colocación edificio	U	1	3.000.000,00 €	3.000.000,00 €
8	Batería de condensadores de 2,6 MVAR y 30kV	U	4	25.000,00 €	100.000,00 €
9	Transformador de potencia 220/30 kV 50 MVA	U	2	500.000,00 €	1.000.000,00 €
10	Transformador de potencia de servicios auxiliares 30/0,4 kV 250kVA	U	1	6.000,00 €	6.000,00 €
11	Aparamenta, celdas e interruptores (incluye seccionadores, TI, TT) de 30 kV	U	1	1.090.000,00 €	1.090.000,00 €
12	Aparamenta, celdas e interruptores (incluye seccionadores, TI, TT) de 20 kV	U	1	1.450.000,00 €	1.450.000,00 €
13	Celda del transformador de servicios auxiliares	U	1	46.500,00 €	46.500,00 €
14	Otros (cuadros, alumbrado, autovalvulas, etc.)	U	1	60.000,00 €	60.000,00 €
15	Equipos auxiliares	U	1	10.000,00 €	10.000,00 €
16	Conjunto relés de protección	U	1	32.000,00 €	32.000,00 €
17	Equipos de medida	U	1	2.750,00 €	2.750,00 €
18	Generador diésel 300 kW	U	1	20.000,00 €	20.000,00 €
Total					39.826.930,00 €

CAPITULO IV. VARIOS					
Nº	Concepto	Ud.	Medición	Precio unitario (€)	Importe total (€)
1	Ingeniería y diseño	MW	72	2.300,00 €	165.600,00 €
2	Estudio de mercado	U	1	100.000,00 €	100.000,00 €
3	Mediciones y estudio ambiental	MW	72	9.000,00 €	648.000,00 €
4	Análisis del lecho marino	U	1	20.000,00 €	20.000,00 €
5	Estudio meteorológico y oceanográfico	U	1	800.000,00 €	800.000,00 €
6	Trámites administrativos	MW	72	5.000,00 €	360.000,00 €
7	Acometida eléctrica y derecho a enganche	U	1	25.000,00 €	25.000,00 €
8	Conservación y mantenimiento durante la ejecución de las obras	U	1	9.000,00 €	9.000,00 €
8	Puesta en marcha	U	1	1.200.000 €	1.200.000 €
9	Contingencias	U	1	520.000,00 €	520.000,00 €
Total					3.847.600,00 €

CAPITULO V. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS					
Nº	Concepto	Ud.	Medición	Precio unitario (€)	Importe total (€)
1	Estudio de seguridad y salud	U	1	5.571.321,90 €	5.571.321,90 €
Total					5.571.321,90 €

3. RESUMEN DEL PRESUPUESTO

PRESUPUESTO CAPÍTULOS	IMPORTE(€)
CAPITULO I: OBRA CIVIL	59.726.200,00 €
CAPITULO II: AEROGENERADORES	84.030.000,00 €
CAPITULO III: INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	39.826.930,00 €
CAPITULO IV: VARIOS	3.847.600,00 €
CAPITULO V: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD EN LAS OBRAS	5.622.921,90 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN MATERIAL	193.053.651,90 €
13% Gastos generales	25.096.974,75 €
6% Beneficio Industrial	11.583.219,11 €

IMPORTE DE EJECUCIÓN	229.733.845,76 €
21% IVA	48.244.107,61 €

IMPORTE DE CONTRATA	277.977.953,37 €
----------------------------	-------------------------



Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de **DOSCIENTOS SETENTA Y SIETE MILLONES NOVECIENTOS SETENTA Y SIETE MIL NOVECIENTOS CINCUENTA Y TRES EUROS CON TREINTA Y SIETE CÉNTIMOS.**

Ferrol, Junio de 2015.

Fdo. Soraya Atilano Brea

DOCUMENTO 4

Estudio de viabilidad

ÍNDICE ESTUDIO DE VIABILIDAD

1.	OBJETO	1
2.	PARÁMETROS DE ANÁLISIS	1
2.1.	Valor actual neto (VAN).....	1
2.2.	Tasa interna de rentabilidad (TIR).....	2
2.3.	Período de recuperación del proyecto.....	3
3.	ESCENARIO	4
3.1.	Vida útil y periodo de estudio	4
3.2.	Determinación de los costes	4
3.2.1.	Costes de implantación	4
3.2.2.	Costes de explotación	5
3.2.3.	Costes de desmantelamiento.....	6
3.3.	Ingresos	6
3.4.	Datos del entorno financiero	7
3.5.	Amortización de activos fijos	7
3.6.	Activo circulante.....	8
3.6.1.	Clientes.....	8
3.6.2.	Tesorería.....	8
3.7.	Pasivo circulante	9
3.8.	Plazo de construcción y condiciones de pago.....	9
3.9.	Financiación.....	9
4.	CASOS DE ESTUDIO	10
4.1.	Proyecto sin financiación externa	10
4.1.1.	Cash-Flow Extraoperativo del proyecto sin financiación externa.....	10
4.1.2.	Cash-Flow Operativo del proyecto sin financiación externa.....	13
4.1.3.	Cash-Flow Total del proyecto sin financiación externa.....	15
4.1.4.	Resultados del proyecto sin financiación externa.....	17
4.2.	Proyecto con financiación externa	17
4.2.1.	Cash-Flow Total del proyecto financiado	19
4.2.2.	Resultados del proyecto con financiación externa	21
5.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	22
5.1.	Definición de las variables de entrada	22
5.2.	Resultados del análisis de sensibilidad para el proyecto sin financiación externa	27
5.2.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	27



5.2.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	30
5.2.3.	Período de recuperación	32
5.3.	Resultados del análisis de sensibilidad para el proyecto con financiación externa....	33
5.3.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	33
5.3.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	35
5.3.3.	Periodo de recuperación	38

ÍNDICE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquema de proceso de estudio de viabilidad económica	1
Ilustración 2. Variación del punto muerto con el tiempo	15
Ilustración 3. Variación CFO y VAN acumulado del proyecto sin financiación	17
Ilustración 4. Cash-Flow Total y VAN acumulado del proyecto financiado	21
Ilustración 5. Gráfico de frecuencia del VAN del proyecto sin financiar	28
Ilustración 6. Sensibilidad del VAN a las variables de entrada en el proyecto sin financiar	29
Ilustración 7. Gráfico de frecuencia del TIR del proyecto sin financiar	30
Ilustración 8. Sensibilidad del TIR a las variables de entrada en el proyecto sin financiar	31
Ilustración 9. Gráfico de frecuencia del Período de recuperación del proyecto sin financiar	32
Ilustración 10. Gráfico de frecuencia del VAN del proyecto con financiación externa	33
Ilustración 11. Sensibilidad del VAN a las variables de entrada en el proyecto con financiación externa	35
Ilustración 12. Gráfico de frecuencia del TIR con financiación externa	36
Ilustración 13. Sensibilidad del TIR a las variables de entrada en el proyecto con financiación externa	37
Ilustración 14. Gráfico de frecuencia del período de recuperación en el proyecto con financiación externa	38

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1. Resumen costes de implantación	5
Tabla 2. Resumen costes totales	6
Tabla 3. Resumen datos del entorno financiero	7
Tabla 4. Conjunto de tablas con todo lo referente a las amortizaciones	7
Tabla 5. Resumen datos operativos	9
Tabla 6. Resumen datos de la financiación externa	9
Tabla 7. Cash-Flow Extraoperativo del proyecto sin financiar	10
Tabla 8. Cash-Flow Operativo del proyecto sin financiación externa	13
Tabla 9. Cash-Flow Total y VAN acumulado sin financiación externa	16
Tabla 10. Resultados del proyecto sin financiación externa	17
Tabla 11. Resultados de los flujos de caja del crédito	18
Tabla 12. Cash-Flow Total y VAN acumulado del proyecto financiado	19
Tabla 13. Resultados del proyecto con financiación	21
Tabla 14. Resultados estadísticos sobre el VAN del proyecto sin financiar	28
Tabla 15. Percentiles VAN proyecto sin financiar	29
Tabla 16. Resultados estadísticos sobre el TIR del proyecto sin financiar	30
Tabla 17. Percentiles TIR proyecto sin financiar	31
Tabla 18. Resultados estadísticos sobre el período de recuperación del proyecto sin financiar	32
Tabla 19. Percentiles Período de recuperación del proyecto sin financiar	33
Tabla 20. Resultados estadísticos sobre el VAN del proyecto con financiación externa	34
Tabla 21. Percentiles del VAN del proyecto con financiación externa	34
Tabla 22. Resultados estadísticos sobre el TIR del proyecto con financiación externa	36
Tabla 23. Percentiles del TIR proyecto con financiación externa	37
Tabla 24. Resultados estadísticos sobre el Período de recuperación del proyecto con financiación externa	38
Tabla 25. Percentiles del Período de recuperación del proyecto con financiación externa	39

1. OBJETO

El objeto de este estudio es determinar la viabilidad económica del proyecto, realizando un estudio que analiza el periodo de retorno estimado de la inversión de la instalación proyectada, así como la rentabilidad esperada y las ganancias.

El estudio económico del proyecto, comprende dos partes fundamentales, el estudio de viabilidad y el posterior análisis de sensibilidad del mismo. A continuación se desarrollan ambos estudios.

En la Ilustración 1 se muestra el esquema a seguir en la realización del estudio:

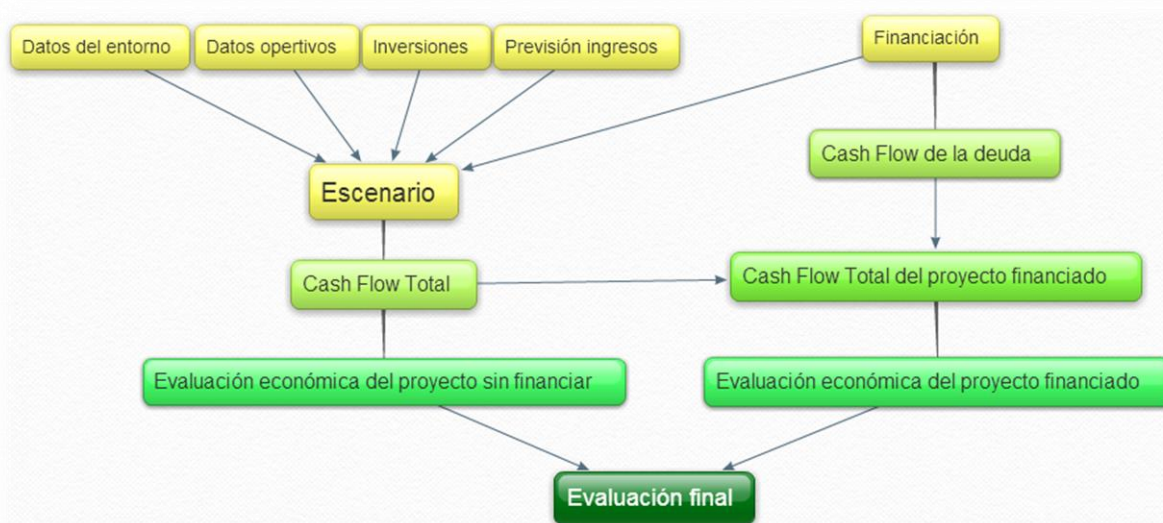


Ilustración 1. Esquema de proceso de estudio de viabilidad económica

2. PARÁMETROS DE ANÁLISIS

El estudio económico que a continuación se va a desarrollar, se basa en el análisis de tres parámetros fundamentales, a tener en cuenta, en la toma de decisiones para proyectos de inversión.

2.1. Valor actual neto (VAN)

El VAN se define como la diferencia entre la suma de todos los flujos de caja que se percibirán a lo largo de la vida de la inversión, actualizados al momento inicial, y el capital invertido inicialmente. En otras palabras el VAN de una inversión es la suma actualizada de todos los flujos esperados de la misma, incluido el desembolso inicial. Se trata de un criterio dinámico, esto es, basados en la actualización de los flujos de caja con objeto de homogeneizarlos en el tiempo, teniendo en cuenta así la cuantía de los mismos y el momento en que son obtenidos. Ofrece una medida de la rentabilidad de la inversión en unidades monetarias, en términos absolutos.

Se puede decir que el VAN representa el aumento (o disminución) de la riqueza que les proporciona el proyecto a los inversores.

Matemáticamente se calcula con la siguiente expresión:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+k)^i}$$

Siendo:

C_0 = Desembolso inicial de dinero [€]

C_1 = Flujo de caja para cada periodo [€]

n = Años de duración del proyecto

k = Coste de oportunidad, que representa la rentabilidad mínima exigida

El criterio de aceptación de un proyecto promedio del VAN es que éste sea positivo ($VAN > 0$). De esta forma, el proyecto habría compensado la inversión en él. El VAN es una restricción a cumplir más que una variable a minimizar.

Para calcular este valor, en Microsoft Excel ya existe función llamada "VNA".

2.2. Tasa interna de rentabilidad (TIR)

La TIR se define como la tasa de descuento que anula la corriente total y actualizada de flujos de caja que genera la inversión; es decir, es la tasa de descuento que anula al VAN. Ofrece una medida de la rentabilidad de la inversión en términos relativos; es decir, el rendimiento de la inversión en porcentaje sobre el capital invertido. Podríamos definir la TIR con mayor propiedad si decimos que es la tasa de interés compuesto al que permanecen invertidas las cantidades no retiradas del proyecto de inversión.

Se puede calcular a través de la siguiente expresión:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

Siendo:

C_0 = Desembolso inicial de dinero [€]

C_1 = Flujo de caja para cada periodo [€]

n = Años de duración del proyecto

VAN = Valor actual neto [€]

Este método considera que la inversión será aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor (siendo la más conveniente, entre varias alternativas, aquella que ofrezca una TIR mayor), ya que el proyecto dará una rentabilidad mayor que la mínima requerida. De esta forma, puede considerarse que el valor de la TIR obtenida coincide con la máxima rentabilidad exigible al proyecto.

Para calcular este valor, en Microsoft Excel ya existe función llamada "TIR".

Es importante tener en cuenta que la TIR es un indicador de rentabilidad relativa el proyecto, por lo que cuando se hace una comparación de las TIR de dos proyectos, no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una TIR baja puede tener un VAN superior a un proyecto de inversión pequeña con una TIR elevada.

Relación entre VAR y TIR

La TIR está íntimamente ligada al VAN, en tanto que supone el valor del coste de oportunidad que anula al VAN.

A la hora de analizar la rentabilidad económica de un proyecto es común calcular los dos parámetros para posteriormente realizar comparaciones.

En el caso de que el estudio de rentabilidad contemple varias alternativas (varios proyectos base que se comparan entre sí) suele calcularse el VAN para cada uno de ellos, siendo el proyecto con mayor VAN el más rentable comparativamente con el resto, siempre y cuando la inversión inicial no supere valores relativamente elevados.

De esta forma, se podría determinar fácilmente cuál de las alternativas expuestas es más rentable. Sin embargo, suele ser habitual el cálculo de la TIR para cada uno de los proyectos, de forma que el punto de comparación entre los mismo no se atenga exclusivamente a un único parámetro, además de permitir una mayor flexibilidad en la toma de decisiones.

Como norma general, la TIR y el VAN conducen a la misma decisión, de este modo:

- Si el VAN es positivo, la TIR es mayor que el coste de oportunidad, por lo que el proyecto se acepta.
- Si el VAN es igual a cero, la TIR es igual al coste de oportunidad y el proyecto se realiza si su riesgo es el mismo que el de inversiones muy seguras, porque el inversor gana justo lo que deseaba ganar con sus recursos.
- Si el VAN es negativo, la TIR es menor que el coste de oportunidad exigido por el inversor, por lo tanto no gana todo lo que deseaba obtener, lo que conduce a no realizar el proyecto.

En definitiva, el VAN y el TIR en proyectos mutuamente exclusivos:

- El VAN es el mejor criterio, pues mide realmente cuanto aumenta la riqueza de la inversión.
- La TIR, por su parte, proporciona la tasa de rentabilidad del proyecto al margen de su volumen.

2.3. Período de recuperación del proyecto

El período de recuperación, o payback, es el período de tiempo que ha de transcurrir para que la inversión se pague a sí mismo; es decir, el tiempo que tarda el proyecto en recuperar o "amortizar" el desembolso inicial, o capital invertido inicialmente. Se determina acumulando los sucesivos flujos de caja hasta que su suma cubra (sea igual o superior) el desembolso inicial.

Es un indicador del riesgo del proyecto, ya que cuantos más años se tarden en recuperar los fondos invertidos, mayor será el riesgo de fracaso del proyecto debido a la incidencia de factores

imprevisibles en el momento de tomar la decisión de invertir. Normalmente no es utilizado como un índice a minimizar, sino más bien como una restricción a satisfacer.

Nunca se participará en un proyecto en el que su período de recuperación sea más largo que su vida útil.

La estimación del período de retorno de la inversión inicial para la implantación del parque eólico marino variará en función de la energía producida, del incremento anual del precio de la electricidad y de la cuantía de las posibles subvenciones.

3. ESCENARIO

El escenario recoge todas las hipótesis que sustentan la realización del plan de viabilidad, recogiendo en los siguientes apartados los datos iniciales que se toman como punto de partida para desarrollar el estudio de viabilidad.

3.1. Vida útil y periodo de estudio

La vida útil de un parque eólico marino es mayor que en el caso de los parques terrestres. Esto se debe a que los aerogeneradores sufren menos por esfuerzos a fatiga, ya que el viento en el mar presenta menos turbulencias y menos cambios de sentido y velocidad que en tierra. Por ello, se tomarán 25 años de vida útil del parque a partir de su puesta en funcionamiento. Además se tendrá en cuenta un año 0 en el que se realizarán todas las obras necesarias.

3.2. Determinación de los costes

Se deben distinguir varios tipos de costes en este proyecto:

- Costes de implantación: son aquellos en los que se tiene que incurrir para poder iniciar el proyecto, y solo hay que hacerles frente una vez.
- Costes de explotación: son los costes en los que se debe incurrir durante toda la vida útil del proyecto.
- Coste de desmantelamiento: es el coste a final de la vida útil del parque.

3.2.1. Costes de implantación

Son costes que no dependen de la operación de la instalación y que, en el caso del presente proyecto, deben asumirse en el año anterior a la construcción en un 80% y en el año siguiente en un 20%.

Se considerarán en este apartado todos los costes de ejecución que se obtuvieron en el presupuesto.

Tabla 1. Resumen costes de implantación

CONCEPTO	COSTE (€)
Obra civil	59.726.200,00 €
Aerogeneradores	84.030.000,00 €
Instalación eléctrica	39.826.930,00 €
Varios	3.847.600,00 €
ESSO	5.622.921,90 €
IMPORTE EJECUCIÓN MATERIAL	193.053.651,90 €
Gastos generales y Beneficio Industrial	36.680.193,86 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	229.733.845,76 €

En el apartado de "Varios" se tienen en cuenta los costes de ingeniería del proyecto, así como los derivados de los trámites administrativos tales como tasas municipales o visado del proyecto.

3.2.2. Costes de explotación

Los conceptos principales son:

- Operación y mantenimiento de la instalación: El mantenimiento de la instalación es un factor determinante para que la vida útil de la misma sea lo mayor posible y evitar, de este modo, que se produzcan fallos en el funcionamiento que puedan reducir el número de horas de operación y, en consecuencia, la cantidad de energía producida e inyectada a la red. Si la operación y el mantenimiento son correctos, el funcionamiento de todas las máquinas estará próximo a los parámetros de diseño, lo que permitirá aumentar su disponibilidad y rendimiento. Los costes de operación y mantenimiento ascienden a unos 15€/MWh según el "Estudio Técnico PER 2011-2020" del IDAE para un parque eólico offshore con un funcionamiento de unas 3.500 horas equivalentes al año. Estos costes corresponden al primer año y van aumentando anualmente en un 1,5%. Solo se incurrirá en estos costes a partir de que el parque entre en funcionamiento.
- Impuestos y seguros: En una instalación de estas características se deben de tener en cuenta los siguientes impuestos:
 - Impuesto de Actividades Económicas (IAE): según el epígrafe 151.4. del Real Decreto Legislativo 1175/1990, la cuota tarifaria es de 0,721215 €/kW mientras que el coeficientes de ponderación y el de situación en el municipio de Rota en el 2014 fueron de 1,32 y 1,2 respectivamente, por lo que este impuesto asciende a 82253,13 € anuales y se supondrá que aumentará con la inflación.
 - Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE): (título I de la Ley 15/2012), siendo la base imponible el importe total que corresponde percibir al contribuyente por la incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, es decir, en este caso los ingresos, y el tipo de impuesto de un 7%.
 - En cuanto a los seguros, estimados en un 1% de los costes de inversión. Estos seguros incluyen: Seguros de responsabilidad civil, seguro de pérdida de producción y seguro de reposición de activos.
- Gastos generales de gestión: Costes derivados del control y la administración del parque eólico durante su funcionamiento. Se estiman en unos 100.000 € anuales al principio de

la puesta en funcionamiento del parque, ya que luego aumentarán con la inflación prevista.

- Cánon: Se deberán abonar unos 70.000 € anuales en lo referente al pago del cánon por la ocupación de terrenos marítimos del dominio público marítimo-terrestre.

3.2.3. Costes de desmantelamiento

El coste de desmantelamiento se dará al final de la vida útil del parque, es decir, a los 25 años. Se estima que el coste de desmantelamiento se situará en torno al 3% de la inversión.

Los costes totales se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Resumen costes totales

CONCEPTO	VALOR
Costes de implantación	227.625.641,76 €
Costes de explotación	
O&M año 1	15,00 €
Variación O&M	1,5%
IAE	82.253,13 €
IVPEE	7% ingresos
Seguros	1% inversión
Gastos generales de gestión	100.000 €
Cánon	70.000 €
Costes desmantelamiento	3% inversión

3.3. Ingresos

Los ingresos generados por el parque eólico vienen derivados principalmente por la venta de la energía eléctrica generada. Tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012 se suprimen las tarifas reguladas, primas y límites que habían hasta el momento (regulados por el Real Decreto 661/2007), así como el complemento por eficiencia y el complemento por energía reactiva, para distintos tipos de instalaciones productoras de electricidad, entre las que se encuentra la instalación objeto de este estudio. De esta forma, los ingresos vendrán determinados únicamente por el precio de venta de la energía en el mercado eléctrico.

En su momento ya se realizó el cálculo aproximado de la energía neta anual generada por el parque eólico, que asciende a 250.837.635,6 kWh/año.

En el año 2014 el precio medio de venta de la energía en el mercado eléctrico presentó un valor de 42,13€/MWh según datos del OMEI (Operador del Mercado Ibérico de Energía). Pero según estudios recientes de algunas empresas como Endesa o Iberdrola estiman que se aumente considerablemente este valor, llegando a una media de 55€/MWh durante el 2015. Para ser más conservadores, se tomará un valor de 50€/MWh, ya que en lo que va de año se acerca más a este valor. Se considerará una tasa de inflación anual del 2%.

3.4. Datos del entorno financiero

Son datos del entorno financiero de la empresa, sobre la que no se puede actuar, aunque sí se puede prever a efectos de minimizar los riesgos sobre el proyecto.

Impuesto de sociedades

Con la entrada en vigor de la Ley 27/2014, de 27 de noviembre, del Impuesto de Sociedades, cambian los tipos de gravamen con efectos para 2015 y 2016. La nueva LIS se fija como tipo general de gravamen el del 25%, el cual resultará exigible en los períodos impositivos que se inicien a partir del 1 de enero de 2016.

Coste de oportunidad del capital

El coste de oportunidad del capital se define como la tasa mínima de rentabilidad que el inversor debe exigir al proyecto, para que le compense invertir en este proyecto y no colocar sus recursos en una alternativa libre de riesgo, como el caso de las Obligaciones del Estado a 30 años. Por lo tanto, tomándose como referencia y considerando el valor de la rentabilidad en la última subasta de Abril del 2015, se tomará como un 5,15% el coste de oportunidad de capital.

Inflación prevista

Se tomará un 2% de inflación anual.

Tabla 3. Resumen datos del entorno financiero

DATOS DEL ENTORNO FINANCIERO	
Impto. De Sociedades	25%
Coste medio del capital	5,15%
Inflación prevista	2,00%

3.5. Amortización de activos fijos

La amortización de los activos fijos será lineal, calculándose de manera anual. Esta amortización se realizará en función de la vida útil de los activos, es decir, de 25 años.

En el conjunto de tablas que conforman la tabla se detallan las cuotas anuales de amortización de todos los activos, las cuales se obtienen dividiendo el valor contable del activo entre el período de amortización considerado.

Tabla 4. Conjunto de tablas con todo lo referente a las amortizaciones

Conceptos	Inversión	Valor residual	Años	Cuota
Obra civil	59.726.200,00 €	- €	25	2.389.048,00 €
Aerogeneradores	84.030.000,00 €	- €	25	3.361.200,00 €
Infraestructura eléctrica	39.826.930,00 €	- €	25	1.593.077,20 €
Varios	3.847.600,00 €	- €	25	153.904,00 €
ESSO	5.622.921,90 €	- €	25	224.916,88 €
GG + BI	36.680.193,86 €	- €	25	1.467.207,75 €
Total				9.189.353,83 €

Años	0	1	2	3	4	5
Cuota	- €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €

Años	6	7	8	9	10
Cuota	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €

Años	11	12	13	14	15
Cuota	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €

Años	16	17	18	19	20
Cuota	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €

Años	21	22	23	24	25
Cuota	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €

3.6. Activo circulante

3.6.1. Clientes

La partida más importante que tenemos dentro del activo circulante pertenece a la cuenta de clientes, debido al tiempo que transcurre entre que vendemos la energía eléctrica a la empresa distribuidora y que cobramos el dinero correspondiente a esa energía vendida.

Tal como se indica en la disposición transitoria sexta del Real Decreto 661/2007, la facturación de la energía vendida a la empresa distribuidora se efectuará mes a mes, teniendo al empresa distribuidora la obligación de realizar el pago en un plazo de 30 días a partir de recibir la factura correspondiente. En consecuencia, puede pasar un periodo de hasta dos meses hasta que se comience a vender la energía hasta que se sobra, lo cual provoca que, dentro del activo circulante, la partida de clientes tenga una gran importancia.

El valor medio del activo circulante durante este período es de la facturación de un mes y medio (90 días). Este valor va a depender del precio de la energía, que varía con la inflación.

3.6.2. Tesorería

Los costes de explotación anuales también van aumentando en función de la inflación y otros factores. Se considerará que la tesorería debe de ser la correspondiente a dos meses.

Tabla 5. Resumen datos operativos

DATOS OPERATIVOS	
Crédito a clientes (días)	90
Tesorería sobre costes fijos (meses)	2
Meses al año	12
Días al año	365

3.7. Pasivo circulante

En este caso, debido a las características particulares de este tipo de proyecto, no se va a contar con una cantidad significativa de pasivo circulante, con lo que no se va a tener en cuenta para la realización del estudio de viabilidad.

3.8. Plazo de construcción y condiciones de pago

El plazo para la ejecución de todas las obras es de un año.

Las condiciones de pago impuestas por los constructores y los suministradores de equipos permiten realizar el pago de la inversión inicial en dos plazos que se distribuyen del siguiente modo:

- En el año de construcción debe de pagarse el 80% de la inversión inicial.
- El 20% restante se debe pagar durante el primer año de explotación del parque eólico.

3.9. Financiación

Por lo general en estos proyectos, la estructura de financiación de la empresa promotora está constituida por un 20% de aporte de socios y un 80% de financiación ajena. La financiación externa se pagará a 15 años con un tipo de interés fijo del 6% y unos gastos de apertura y corretaje del 1 y el 0,5%, respectivamente. Por lo tanto, finalmente el préstamo asciende a 286.605.186,95 €.

Tabla 6. Resumen datos de la financiación externa

DATOS DEL CRÉDITO	
% inversión	80%
Tasa de interés fija anual	6,00%
Gastos de corretaje	0,5%
Gastos de apertura	1,00%
Préstamo	286.605.186,95 €
Plazo (años)	15

4. CASOS DE ESTUDIO

Se han considerado dos posibles supuestos:

- Proyecto sin financiación: El total de la inversión necesaria para la ejecución del proyecto provendrá del aporte de los inversores.
- Proyecto con financiación: para la financiación del proyecto se considerará la disponibilidad de un crédito financiero que facilite la inversión necesaria.

4.1. Proyecto sin financiación externa

4.1.1. Cash-Flow Extraoperativo del proyecto sin financiación externa

El Cash-Flow Extraoperativo se refiere a los cobros y pagos ajenos a la explotación de la actividad.

Para calcularlo primero se deben calcular las necesidades de fondo de maniobra del proyecto. El fondo de maniobra es la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante, que en este caso es nulo. Por lo que se puede definir el fondo de maniobra como los recursos permanente que son destinados por la empresa para financiar una parte de sus activos circulantes en su funcionamiento normal.

El Cash-Flow Extraoperativo es la suma de la inversión en activos fijos más la inversión en fondo de maniobra; por tanto, muestra la inversión total en el proyecto. A continuación se detallan los cálculos necesarios como se refleja en las siguientes tablas:

Tabla 7. Cash-Flow Extraoperativo del proyecto sin financiar

Conceptos	0	1	2	3	4	5
Obra civil	- 47.780.960,00 €	- 11.945.240,00 €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- 67.224.000,00 €	- 16.806.000,00 €	- €	- €	- €	- €
Infraestructura eléctrica	- 31.861.544,00 €	- 7.965.386,00 €	- €	- €	- €	- €
Varios	- 3.078.080,00 €	- 769.520,00 €	- €	- €	- €	- €
EBSO	- 4.498.337,52 €	- 1.124.584,38 €	- €	- €	- €	- €
GG + BI	- 29.344.155,09 €	- 7.336.038,77 €	- €	- €	- €	- €
Desmantelamiento	- €	- €	- €	- €	- €	- €
Inversiones fijas	- 183.787.076,61 €	- 45.946.769,15 €	- €	- €	- €	- €
Clientes		3.092.518,80 €	3.154.369,17 €	3.217.456,55 €	3.281.805,69 €	3.347.441,80 €
Tesorería		1.198.347,97 €	1.211.288,34 €	1.224.440,47 €	1.237.807,91 €	1.231.867,45 €
Activo circulante		4.290.866,77 €	4.365.657,51 €	4.441.897,03 €	4.519.613,60 €	4.579.309,25 €
Pasivo circulante		- €	- €	- €	- €	- €
Fondo de maniobra necesario		4.290.866,77 €	4.365.657,51 €	4.441.897,03 €	4.519.613,60 €	4.579.309,25 €
Inversión en fondo de maniobra		- 4.290.866,77 €	- 74.790,74 €	- 76.239,52 €	- 77.716,57 €	- 59.695,65 €
Cash-Flow Extraoperativo	- 183.787.076,61 €	- 50.231.802,59 €	- 74.790,74 €	- 76.239,52 €	- 77.716,57 €	- 59.695,65 €

Conceptos	6	7	8	9	10
Obra civil	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €
Infraestructura eléctrica	- €	- €	- €	- €	- €
Varios	- €	- €	- €	- €	- €
ESSO	- €	- €	- €	- €	- €
GG + BI	- €	- €	- €	- €	- €
Desmantelamiento	- €	- €	- €	- €	- €
Inversiones fijas	- €	- €	- €	- €	- €
Cientes	3.414.390,64 €	3.482.678,45 €	3.552.332,02 €	3.623.378,66 €	3.695.846,23 €
Tesorería	1.245.383,43 €	1.259.121,28 €	1.253.265,00 €	1.267.160,47 €	1.261.464,98 €
Activo circulante	4.659.774,06 €	4.741.799,72 €	4.805.597,01 €	4.890.539,13 €	4.957.311,21 €
Pasivo circulante	- €	- €	- €	- €	- €
Fondo de maniobra necesario	4.659.774,06 €	4.741.799,72 €	4.805.597,01 €	4.890.539,13 €	4.957.311,21 €
Inversión en fondo de maniobra	- 80.464,82 €	- 82.025,66 €	- 63.797,29 €	- 84.942,12 €	- 66.772,08 €
Cash-Flow Extraoperativo	- 80.464,82 €	- 82.025,66 €	- 63.797,29 €	- 84.942,12 €	- 66.772,08 €

Conceptos	11	12	13	14	15
Obra civil	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €
Infraestructura eléctrica	- €	- €	- €	- €	- €
Varios	- €	- €	- €	- €	- €
ESSO	- €	- €	- €	- €	- €
GG + BI	- €	- €	- €	- €	- €
Desmantelamiento	- €	- €	- €	- €	- €
Inversiones fijas	- €	- €	- €	- €	- €
Cientes	3.769.763,15 €	3.845.158,42 €	3.922.061,59 €	4.000.502,82 €	4.080.512,87 €
Tesorería	1.275.524,46 €	1.269.996,24 €	1.284.226,34 €	1.278.872,16 €	1.293.279,79 €
Activo circulante	5.045.287,61 €	5.115.154,66 €	5.206.287,93 €	5.279.374,98 €	5.373.792,66 €
Pasivo circulante	- €	- €	- €	- €	- €
Fondo de maniobra necesario	5.045.287,61 €	5.115.154,66 €	5.206.287,93 €	5.279.374,98 €	5.373.792,66 €
Inversión en fondo de maniobra	- 87.976,40 €	- 69.867,05 €	- 91.133,27 €	- 73.087,05 €	- 94.417,68 €
Cash-Flow Extraoperativo	- 87.976,40 €	- 69.867,05 €	- 91.133,27 €	- 73.087,05 €	- 94.417,68 €

Conceptos	16	17	18	19	20
Obra civil	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €
Infraestructura eléctrica	- €	- €	- €	- €	- €
Varios	- €	- €	- €	- €	- €
ESSO	- €	- €	- €	- €	- €
GG + BI	- €	- €	- €	- €	- €
Desmantelamiento	- €	- €	- €	- €	- €
Inversiones fijas	- €	- €	- €	- €	- €
Cientes	4.162.123,13 €	4.245.365,59 €	4.330.272,91 €	4.416.878,36 €	4.505.215,93 €
Tesorería	1.307.926,38 €	1.302.698,99 €	1.317.533,96 €	1.312.498,73 €	1.327.529,70 €
Activo circulante	5.470.049,51 €	5.548.064,58 €	5.647.806,87 €	5.729.377,09 €	5.832.745,63 €
Pasivo circulante	- €	- €	- €	- €	- €
Fondo de maniobra necesario	5.470.049,51 €	5.548.064,58 €	5.647.806,87 €	5.729.377,09 €	5.832.745,63 €
Inversión en fondo de maniobra	- 96.256,85 €	- 78.015,07 €	- 99.742,29 €	- 81.570,22 €	- 103.368,54 €
Cash-Flow Extraoperativo	- 96.256,85 €	- 78.015,07 €	- 99.742,29 €	- 81.570,22 €	- 103.368,54 €

Conceptos	21	22	23	24	25
Obra civil	- €	- €	- €	- €	- €
Aerogeneradores	- €	- €	- €	- €	- €
Infraestructura eléctrica	- €	- €	- €	- €	- €
Varios	- €	- €	- €	- €	- €
ESSO	- €	- €	- €	- €	- €
GG + BI	- €	- €	- €	- €	- €
Desmantelamiento	- €	- €	- €	- €	- 6.892.015,37 €
Inversiones fijas	- €	- €	- €	- €	- 6.892.015,37 €
Cientes	4.595.320,25 €	4.687.226,66 €	4.780.971,19 €	4.876.590,61 €	4.974.122,42 €
Tesorería	1.322.694,37 €	1.337.929,26 €	1.333.301,92 €	1.348.748,96 €	1.344.338,02 €
Activo circulante	5.918.014,62 €	6.025.155,91 €	6.114.273,11 €	6.225.339,57 €	6.318.460,45 €
Pasivo circulante	- €	- €	- €	- €	- €
Fondo de maniobra necesario	5.918.014,62 €	6.025.155,91 €	6.114.273,11 €	6.225.339,57 €	6.318.460,45 €
Inversión en fondo de maniobra	- 85.268,99 €	- 107.141,29 €	- 89.117,20 €	- 111.066,46 €	- 93.120,87 €
Cash-Flow Extraoperativo	- 85.268,99 €	- 107.141,29 €	- 89.117,20 €	- 111.066,46 €	- 6.985.136,25 €

4.1.2. Cash-Flow Operativo del proyecto sin financiación externa

Para estimar los fondos generados por el proyecto a lo largo de su vida útil se utilizará el Cash-Flow Operativo. Esos fondos generados se calculan como la diferencia entre los ingresos y los desembolsos originados por la explotación del proyecto, estimándolos para cada período del horizonte temporal.

Tras el cálculo de los ingresos y los costes, la diferencia entre ambos es el Margen Bruto, y si a este margen bruto le restamos la amortización de las inversiones fijas se obtiene el Beneficio Antes de Impuestos (BAI). Para el cálculo del Cash-Flow Operativo del proyecto se sigue el siguiente procedimiento:

- Paso 1: Beneficio Antes de Impuestos (BAI)
- Paso 2: Impuesto de sociedades, (IS=25% BAI)
- Paso 3: Beneficio Después de Impuestos (BDI=BAI-IS)
- Paso 4: Amortizaciones
- Paso 5: Cash-Flow Operativo = BDI + Amortizaciones

A mayores, otro dato interesante es el cálculo del Punto Muerto. El punto muerto, punto de equilibrio o umbral de rentabilidad, es el número mínimo de unidades que una empresa necesita vender para que el beneficio en ese momento sea cero. Es decir, cuando los costes totales igualan a los ingresos totales por venta.

En las siguientes tablas se resumen los resultados del cálculo del Cash-Flow Operativo:

Tabla 8. Cash-Flow Operativo del proyecto sin financiación externa

Conceptos	0	1	2	3	4	5
Ingresos		12.541.881,78 €	12.792.719,42 €	13.048.573,80 €	13.309.545,28 €	13.575.736,19 €
Gastos de explotación		- 7.190.087,85 €	- 7.267.730,01 €	- 7.346.642,83 €	- 7.426.847,47 €	- 7.391.204,69 €
Fondos (margen bruto)		5.351.793,93 €	5.524.989,40 €	5.701.930,98 €	5.882.697,81 €	6.184.531,50 €
Amortización		9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €
BAI		- 3.837.559,90 €	- 3.664.364,43 €	- 3.487.422,85 €	- 3.306.656,02 €	- 3.004.822,33 €
Impto. De Sociedades		- €	- €	- €	- €	- €
BDI		- 3.837.559,90 €	- 3.664.364,43 €	- 3.487.422,85 €	- 3.306.656,02 €	- 3.004.822,33 €
Cash-Flow Operativo		5.351.793,93 €	5.524.989,40 €	5.701.930,98 €	5.882.697,81 €	6.184.531,50 €
Punto Muerto		171,71%	166,32%	161,16%	156,21%	148,59%

Conceptos	6	7	8	9	10
Ingresos	13.847.250,91 €	14.124.195,93 €	14.406.679,85 €	14.694.813,44 €	14.988.709,71 €
Gastos de explotación	- 7.472.300,57 €	- 7.554.727,65 €	- 7.519.589,97 €	- 7.602.962,84 €	- 7.568.789,87 €
Fondos (margen bruto)	6.374.950,34 €	6.569.468,28 €	6.887.089,87 €	7.091.850,60 €	7.419.919,85 €
Amortización	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €
BAI	- 2.814.403,49 €	- 2.619.885,55 €	- 2.302.263,96 €	- 2.097.503,23 €	- 1.769.433,99 €
Impto. De Sociedades	- €	- €	- €	- €	- €
BDI	- 2.814.403,49 €	- 2.619.885,55 €	- 2.302.263,96 €	- 2.097.503,23 €	- 1.769.433,99 €
Cash-Flow Operativo	6.374.950,34 €	6.569.468,28 €	6.887.089,87 €	7.091.850,60 €	7.419.919,85 €
Punto Muerto	144,15%	139,88%	133,43%	129,58%	123,85%

Conceptos	11	12	13	14	15
Ingresos	15.288.483,91 €	15.594.253,58 €	15.906.138,66 €	16.224.261,43 €	16.548.746,66 €
Gastos de explotación	- 7.653.146,73 €	- 7.619.977,44 €	- 7.705.358,05 €	- 7.673.232,98 €	- 7.759.678,71 €
Fondos (margen bruto)	7.635.337,17 €	7.974.276,15 €	8.200.780,60 €	8.551.028,45 €	8.789.067,95 €
Amortización	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €
BAI	- 1.554.016,66 €	- 1.215.077,68 €	- 988.573,23 €	- 638.325,38 €	- 400.285,88 €
Impto. De Sociedades	- €	- €	- €	- €	- €
BDI	- 1.554.016,66 €	- 1.215.077,68 €	- 988.573,23 €	- 638.325,38 €	- 400.285,88 €
Cash-Flow Operativo	7.635.337,17 €	7.974.276,15 €	8.200.780,60 €	8.551.028,45 €	8.789.067,95 €
Punto Muerto	120,35%	115,24%	112,05%	107,46%	104,55%

Conceptos	16	17	18	19	20
Ingresos	16.879.721,59 €	17.217.316,02 €	17.561.662,34 €	17.912.895,59 €	18.271.153,50 €
Gastos de explotación	- 7.847.558,27 €	- 7.816.193,92 €	- 7.905.203,79 €	- 7.874.992,35 €	- 7.965.178,18 €
Fondos (margen bruto)	9.032.163,32 €	9.401.122,10 €	9.656.458,55 €	10.037.903,24 €	10.305.975,32 €
Amortización	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €
BAI	- 157.190,51 €	211.768,27 €	467.104,72 €	848.549,41 €	1.116.621,49 €
Impto. De Sociedades	- €	52.942,07 €	116.776,18 €	212.137,35 €	279.155,37 €
BDI	- 157.190,51 €	158.826,20 €	350.328,54 €	636.412,06 €	837.466,11 €
Cash-Flow Operativo	9.032.163,32 €	9.348.180,03 €	9.539.682,37 €	9.825.765,89 €	10.026.819,95 €
Punto Muerto	101,74%	97,75%	95,16%	91,55%	89,17%

Conceptos	21	22	23	24	25
Ingresos	18.636.576,57 €	19.009.308,10 €	19.389.494,27 €	19.777.284,15 €	20.172.829,83 €
Gastos de explotación	- 7.936.166,23 €	- 8.027.575,55 €	- 7.999.811,54 €	- 8.092.493,76 €	- 8.066.028,12 €
Fondos (margen bruto)	10.700.410,34 €	10.981.732,56 €	11.389.682,72 €	11.684.790,39 €	12.106.801,71 €
Amortización	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €	9.189.353,83 €
BAI	1.511.056,51 €	1.792.378,73 €	2.200.328,89 €	2.495.436,56 €	2.917.447,88 €
Impto. De Sociedades	377.764,13 €	448.094,68 €	550.082,22 €	623.859,14 €	729.361,97 €
BDI	1.133.292,38 €	1.344.284,04 €	1.650.246,67 €	1.871.577,42 €	2.188.085,91 €
Cash-Flow Operativo	10.322.646,21 €	10.533.637,88 €	10.839.600,50 €	11.060.931,25 €	11.377.439,74 €
Punto Muerto	85,88%	83,68%	80,68%	78,64%	75,90%

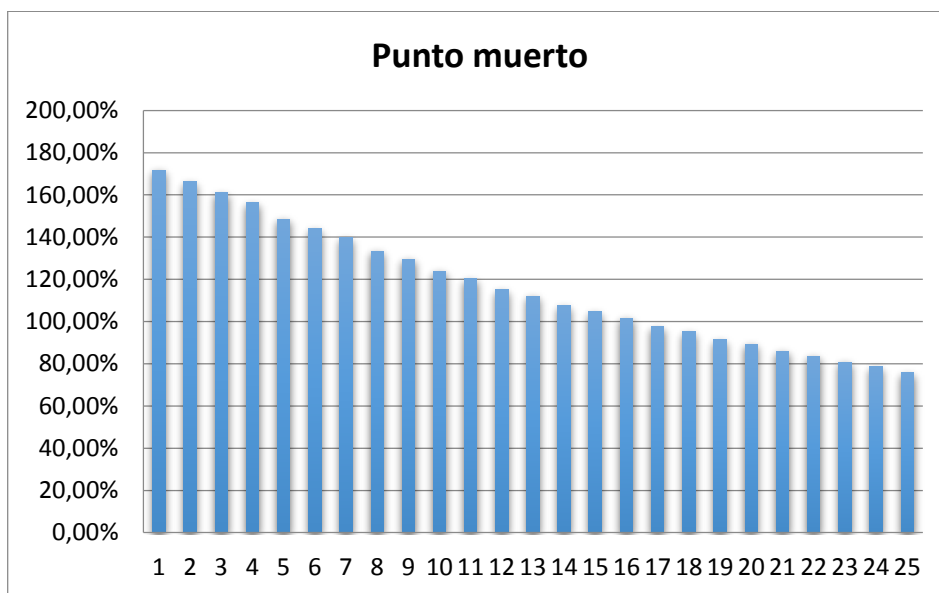


Ilustración 2. Variación del punto muerto con el tiempo

4.1.3. Cash-Flow Total del proyecto sin financiación externa

El Cash-Flow Total representa el movimiento global de fondos a los largo de la vida del proyecto. Se calcula como la suma del Cash-Flow Extraoperativo y el Cash-Flow Operativo.

A partir del Cash-Flow Total se definen los parámetros que nos permiten realizar la evaluación económica del proyecto, es decir, el VAN, el TIR y el período de recuperación del proyecto.

En las tablas siguientes se resumen los resultados obtenidos en el estudio del proyecto sin financiar.

Tabla 9. Cash-Flow Total y VAN acumulado sin financiación externa

Conceptos	0	1	2	3	4	5
CFE	- 183.787.076,61 €	- 50.231.802,59 €	- 74.790,74 €	- 76.239,52 €	- 77.716,57 €	- 59.695,65 €
CFO	- €	5.351.793,93 €	5.524.989,40 €	5.701.930,98 €	5.882.697,81 €	6.184.531,50 €
Cash-Flow Total	- 183.787.076,61 €	- 44.885.841,99 €	5.450.198,67 €	5.625.691,46 €	5.804.981,23 €	6.124.835,85 €
VAN acumulado	- 183.787.076,61 €	- 226.474.515,49 €	- 221.545.118,69 €	- 216.706.202,74 €	- 211.957.623,26 €	- 207.192.786,04 €

Conceptos	6	7	8	9	10
CFE	- 80.464,82 €	- 82.025,66 €	- 63.797,29 €	- 84.942,12 €	- 66.772,08 €
CFO	6.374.950,34 €	6.569.468,28 €	6.887.089,87 €	7.091.850,60 €	7.419.919,85 €
Cash-Flow Total	6.294.485,52 €	6.487.442,62 €	6.823.292,58 €	7.006.908,48 €	7.353.147,77 €
VAN acumulado	-202.535.803,85 €	-197.971.142,21 €	- 193.405.311,78 €	- 188.946.255,52 €	- 184.496.045,34 €

Conceptos	11	12	13	14	15
CFE	- 87.976,40 €	- 69.867,05 €	- 91.133,27 €	- 73.087,05 €	- 94.417,68 €
CFO	7.635.337,17 €	7.974.276,15 €	8.200.780,60 €	8.551.028,45 €	8.789.067,95 €
Cash-Flow Total	7.547.360,77 €	7.904.409,10 €	8.109.647,33 €	8.477.941,39 €	8.694.650,27 €
VAN acumulado	-180.152.012,86 €	- 175.825.299,90 €	- 171.603.658,24 €	- 167.406.449,85 €	- 163.312.778,61 €

Conceptos	16	17	18	19	20
CFE	- 96.256,85 €	- 78.015,07 €	- 99.742,29 €	- 81.570,22 €	- 103.368,54 €
CFO	9.032.163,32 €	9.348.180,03 €	9.539.682,37 €	9.825.765,89 €	10.026.819,95 €
Cash-Flow Total	8.935.906,47 €	9.270.164,96 €	9.439.940,08 €	9.744.195,67 €	9.923.451,41 €
VAN acumulado	-159.311.579,33 €	- 155.364.010,12 €	- 151.541.028,13 €	- 147.788.104,45 €	- 144.153.332,17 €

Conceptos	21	22	23	24	25
CFE	- 85.268,99 €	- 107.141,29 €	- 89.117,20 €	- 111.066,46 €	- 6.985.136,25 €
CFO	10.322.646,21 €	10.533.637,88 €	10.839.600,50 €	11.060.931,25 €	11.377.439,74 €
Cash-Flow Total	10.237.377,22 €	10.426.496,59 €	10.750.483,30 €	10.949.864,79 €	4.392.303,50 €
VAN acumulado	-140.587.229,13 €	- 137.133.133,87 €	- 133.746.138,38 €	- 130.465.290,40 €	- 129.213.705,21 €

Una representación de como varían el CFO y el VAN acumulado es la que aparece en la siguiente ilustración:

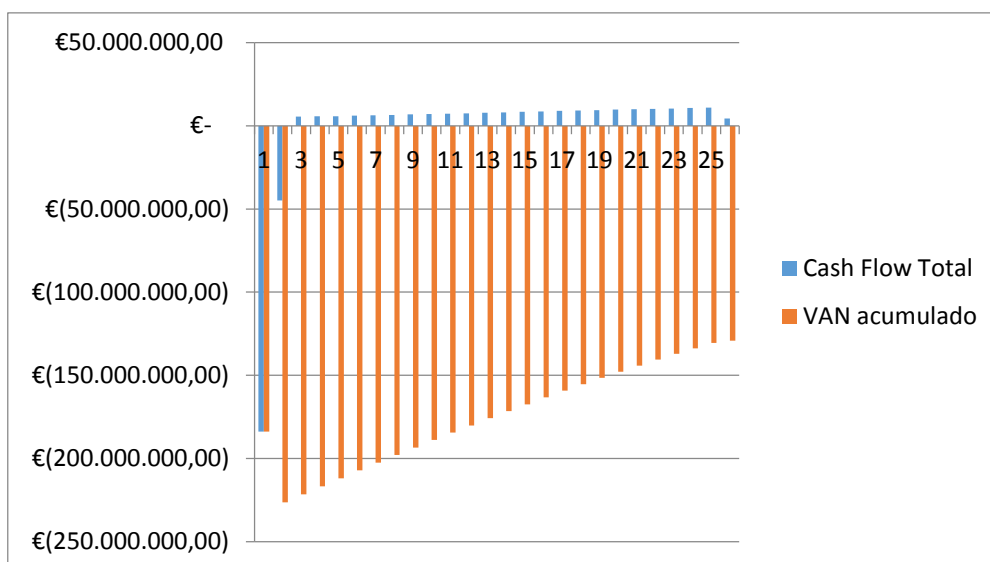


Ilustración 3. Variación CFO y VAN acumulado del proyecto sin financiación

4.1.4. Resultados del proyecto sin financiación externa

Los resultados de los parámetros de análisis se tienen que la siguiente tabla:

Tabla 10. Resultados del proyecto sin financiación externa

PARÁMETRO	VALOR
VAN	-129.213.705,21 €
TIR	-1,19%
Período de recuperación	26

Se puede comprobar cómo tanto el VAN como el TIR son negativos, por lo que implica que el periodo de recuperación necesario es mayor que la vida útil del parque. Esto significa que el proyecto bajo estas condiciones **no es rentable**.

4.2. Proyecto con financiación externa

En primer lugar se tiene que calcular el Cash-Flow Extraoperativo (entradas y salidas) y el Cash-Flow Operativo (intereses y escudo fiscal) del préstamo. El escudo fiscal se define como "la propiedad asociada a aquellos gastos que disminuyen los impuestos a pagar". Éste representa lo que se recupera del pago de intereses. Se trata de una entrada de fondos igual a los intereses multiplicados por el tipo de gravamen del Impuesto de Sociedades.

Las salidas se corresponderán en el año 0 con los gastos correspondientes a las comisiones de apertura y corretaje. A partir del primer año estas salidas son las correspondientes al pago del capital de una inversión determinada, basado en pagos constantes y periódicos, y una tasa de interés constante. Se calculará con la función "Pagoprin" de Microsoft Excel.

Los intereses a pagar se calcularán usando otra función llamada "Pagoint", que devuelve el interés pagado por una inversión durante un período determinado, basado en pagos periódicos y constantes y una tasa de interés constante.

Por otro lado, en el cálculo del crédito se tiene que tener en cuenta el Escudo Fiscal antes mencionado, que supone un ingreso debido a que los gastos financieros suponen un descuento a la hora de pagar impuestos.

En el proyecto financiado, el Cash-Flow Extraoperativo será el resultado de la suma de todas las salidas con las entradas del crédito. En cuanto al Cash-Flow Operativo será la suma del Escudo Fiscal con el pago de los intereses del crédito.

A continuación se muestran los cálculos de estos flujos de caja:

Tabla 11. Resultados de los flujos de caja del crédito

CONCEPTO	0	1	2	3	4	5
Entradas	183.787.076,61 €					
Salidas	- 2.756.806,15 €	- 7.896.000,79 €	- 8.369.760,84 €	- 8.871.946,49 €	- 9.404.263,28 €	- 9.968.519,07 €
CFE	181.030.270,46 €	- 7.896.000,79 €	- 8.369.760,84 €	- 8.871.946,49 €	- 9.404.263,28 €	- 9.968.519,07 €
Deuda viva		183.787.076,61 €	175.891.075,82 €	167.521.314,98 €	158.649.368,49 €	149.245.105,21 €
Intereses		- 11.027.224,60 €	- 10.553.464,55 €	- 10.051.278,90 €	- 9.518.962,11 €	- 8.954.706,31 €
Cuota		- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €
Escudo fiscal		- 2.756.806,15 €	- 2.638.366,14 €	- 2.512.819,72 €	- 2.379.740,53 €	- 2.238.676,58 €
CFO		- 8.270.418,45 €	- 7.915.098,41 €	- 7.538.459,17 €	- 7.139.221,58 €	- 6.716.029,73 €

CONCEPTO	6	7	8	9	10
Entradas					
Salidas	- 10.566.630,22 €	- 11.200.628,03 €	- 11.872.665,71 €	- 12.585.025,66 €	- 13.340.127,20 €
CFE	- 10.566.630,22 €	- 11.200.628,03 €	- 11.872.665,71 €	- 12.585.025,66 €	- 13.340.127,20 €
Deuda viva	139.276.586,14 €	128.709.955,92 €	117.509.327,89 €	105.636.662,18 €	93.051.636,52 €
Intereses	- 8.356.595,17 €	- 7.722.597,36 €	- 7.050.559,67 €	- 6.338.199,73 €	- 5.583.098,19 €
Cuota	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €
Escudo fiscal	- 2.089.148,79 €	- 1.930.649,34 €	- 1.762.639,92 €	- 1.584.549,93 €	- 1.395.774,55 €
CFO	- 6.267.446,38 €	- 5.791.948,02 €	- 5.287.919,76 €	- 4.753.649,80 €	- 4.187.323,64 €

CONCEPTO	11	12	13	14	15
Entradas					
Salidas	- 14.140.534,83 €	- 14.988.966,92 €	- 15.888.304,93 €	- 16.841.603,23 €	- 17.852.099,42 €
CFE	- 14.140.534,83 €	- 14.988.966,92 €	- 15.888.304,93 €	- 16.841.603,23 €	- 17.852.099,42 €
Deuda viva	79.711.509,33 €	65.570.974,50 €	50.582.007,58 €	34.693.702,65 €	17.852.099,42 €
Intereses	- 4.782.690,56 €	- 3.934.258,47 €	- 3.034.920,45 €	- 2.081.622,16 €	- 1.071.125,97 €
Cuota	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €	- 18.923.225,39 €
Escudo fiscal	- 1.195.672,64 €	- 983.564,62 €	- 758.730,11 €	- 520.405,54 €	- 267.781,49 €
CFO	- 3.587.017,92 €	- 2.950.693,85 €	- 2.276.190,34 €	- 1.561.216,62 €	- 803.344,47 €

4.2.1. Cash-Flow Total del proyecto financiado

El Cash-Flow Total del proyecto financiado se calcula como la suma del Cash-Flow Operativo Total (suma de los flujos de caja operativos del préstamo y del proyecto sin financiar) y el Cash-Flow Extraoperativo Total (suma de los flujos de caja extraoperativos del préstamo y del proyecto sin financiar).

Pero a la hora de calcular el VAN se tiene que recalcular el Coste de Capital, el llamado WACC. El WACC, denominado en español Coste Medio Ponderado de Capital o Promedio Ponderado del Costo de Capital, se trata de la tasa de descuento que mide el coste de capital entendido éste como una media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos. Se calcula según la siguiente ecuación:

$$WACC = K_e \cdot \frac{CAA}{CAA + D} + K_d \cdot (1 - T) \cdot \frac{D}{CAA + D}$$

Siendo:

WACC = Promedio Ponderado del Costo de Capital

K_e = Tasa de costo de oportunidad de los accionistas, es decir, el Coste de Oportunidad de Capital

CAA = Capital aportado por los accionistas

D = Deuda contraída

K_d = Costo de la deuda financiera, es decir, el tipo de interés fijo

T = Tasa de Impuestos, es decir, el gravamen del Impuesto de Sociedades

Para calcular el capital aportado por los accionistas se debe hacer la suma de los valores negativos de las fila del Cash-Flow Total del proyecto financiado. Finalmente se obtiene un WACC del 4,85%.

Con todo esto, se obtienen las tablas del Cash-Flow Total del proyecto financiado y el VAN acumulado en los años de vida útil:

Tabla 12. Cash-Flow Total y VAN acumulado del proyecto financiado

Conceptos	0	1	2	3	4	5
CFE Total	- 2.756.806,15 €	- 58.133.636,71 €	- 8.444.551,57 €	- 8.948.186,01 €	- 9.481.979,85 €	- 10.028.214,72 €
CFO Total	- €	- 2.918.624,51 €	- 2.390.109,01 €	- 1.836.528,20 €	- 1.256.523,78 €	- 531.498,24 €
Cash-Flow Total	- 2.756.806,15 €	- 61.052.261,23 €	- 10.834.660,58 €	- 10.784.714,21 €	- 10.738.503,63 €	- 10.559.712,96 €
VAN acumulado	- 2.756.806,15 €	- 60.987.396,93 €	- 70.843.703,33 €	- 80.201.141,55 €	- 89.087.862,39 €	- 97.422.741,90 €

Conceptos	6	7	8	9	10
CFE Total	- 10.647.095,04 €	- 11.282.653,69 €	- 11.936.463,00 €	- 12.669.967,77 €	- 13.406.899,27 €
CFO Total	107.503,96 €	777.520,26 €	1.599.170,12 €	2.338.200,80 €	3.232.596,20 €
Cash-Flow Total	- 10.539.591,07 €	- 10.505.133,43 €	- 10.337.292,88 €	- 10.331.766,97 €	- 10.174.303,07 €
VAN acumulado	- 105.357.257,45 €	- 112.900.319,34 €	- 119.979.815,67 €	- 126.728.507,31 €	- 133.067.191,22 €

Conceptos	11	12	13	14	15
CFE Total	- 14.228.511,23 €	- 15.058.833,96 €	- 15.979.438,20 €	- 16.914.690,28 €	- 17.946.517,10 €
CFO Total	4.048.319,25 €	5.023.582,30 €	5.924.590,26 €	6.989.811,83 €	7.985.723,47 €
Cash-Flow Total	- 10.180.191,98 €	- 10.035.251,67 €	- 10.054.847,94 €	- 9.924.878,45 €	- 9.960.793,63 €
VAN acumulado	- 139.116.417,58 €	- 144.803.919,79 €	- 150.239.153,96 €	- 155.356.177,23 €	- 160.254.366,69 €

Conceptos	16	17	18	19	20
CFE Total	- 96.256,85 €	- 78.015,07 €	- 99.742,29 €	- 81.570,22 €	- 103.368,54 €
CFO Total	9.032.163,32 €	9.348.180,03 €	9.539.682,37 €	9.825.765,89 €	10.026.819,95 €
Cash-Flow Total	8.935.906,47 €	9.270.164,96 €	9.439.940,08 €	9.744.195,67 €	9.923.451,41 €
VAN acumulado	- 156.063.250,56 €	- 151.916.308,34 €	- 147.888.588,97 €	- 147.888.588,97 €	- 140.071.511,16 €

Conceptos	21	22	23	24	25
CFE Total	- 85.268,99 €	- 107.141,29 €	- 89.117,20 €	- 111.066,46 €	- 6.985.136,25 €
CFO Total	10.322.646,21 €	10.533.637,88 €	10.839.600,50 €	11.060.931,25 €	11.377.439,74 €
Cash-Flow Total	10.237.377,22 €	10.426.496,59 €	10.750.483,30 €	10.949.864,79 €	4.392.303,50 €
VAN acumulado	- 136.281.617,72 €	- 132.600.106,40 €	- 128.979.634,62 €	- 125.462.448,29 €	- 124.116.809,79 €

La variación del CFO y el VAN acumulado con el tiempo es la que aparece en la siguiente ilustración:

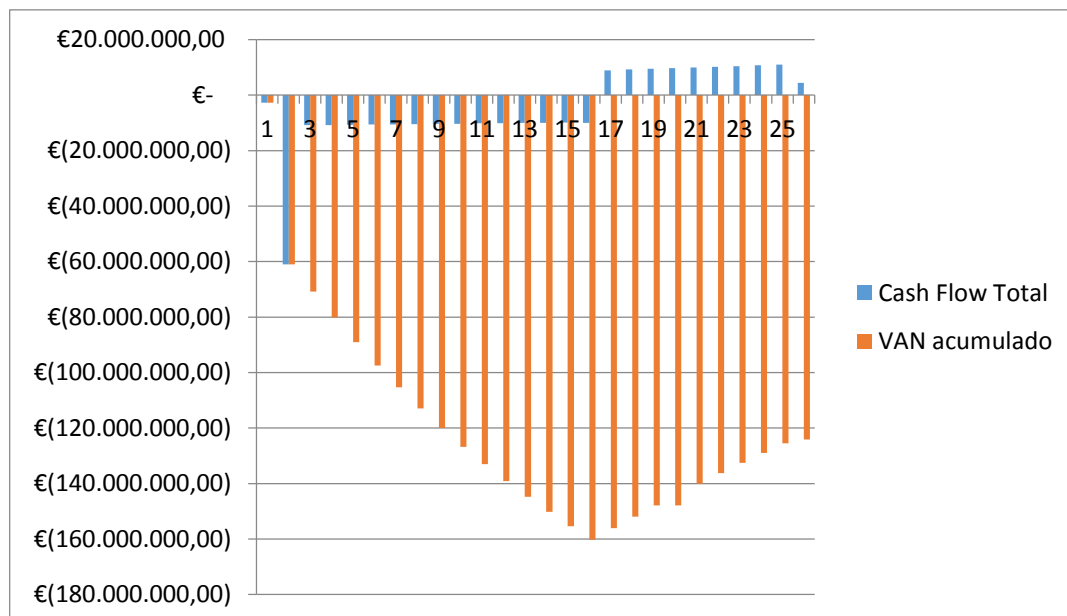


Ilustración 4. Cash-Flow Total y VAN acumulado del proyecto financiado

4.2.2. Resultados del proyecto con financiación externa

A partir de todos los cálculos realizados anteriormente se pueden obtener los resultados que se muestran a continuación:

Tabla 13. Resultados del proyecto con financiación

PARÁMETRO	VALOR
VAN	-124.116.809,79 €
TIR	-5,611%
Período de recuperación	26

En esta situación el VAN sigue siendo negativo, por lo que la Tasa Interna de Retorno es menor al WACC calculado antes. El período de recuperación muestra que la inversión no se recuperaría en la vida útil del proyecto. Es decir, que bajo estas condiciones, el proyecto **no es rentable**.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez realizado el estudio de viabilidad, se analizará en más profundidad utilizando una herramienta llamada "Crystal Ball", que mediante combinación de análisis de riesgos, proyecciones y optimización, aporta una ayuda para entender el riesgo y tomar la decisión de invertir. Esta herramienta es un complemento de Excel, que permite convertir la hoja de cálculo en un laboratorio para usar la simulación como herramienta para modelar la incertidumbre bajo distintos escenarios.

El programa automatiza el proceso de simulación (simulación de Montecarlo) sobre un modelo de valoración ya construido. Se aplica por lo tanto al análisis de riesgo y proyecciones. A diferencia de los métodos tradicionales, con lo que solamente se puede obtener el rango de valores que puede llegar a tener una variable que se desee estudiar, el método aquí propuesto permite considerar la posibilidad de ocurrencia de cada uno de esos valores, es decir, se describe el comportamiento de dicha variable en términos de una distribución de probabilidad (al menos es un sentido riguroso).

El propósito fundamental de las simulaciones, en este caso la Simulación de Montecarlo, es brindar herramientas que permitan manejar la variabilidad y la incertidumbre, con el propósito de cuantificar el riesgo y facilitar la toma de decisiones.

La variabilidad es un efecto aleatorio que tiene el sistema frente a las alteraciones del mismo y la incertidumbre es la incapacidad de conocer todas las variables que puedan afectar a un modelo.

Existen dos aspectos que son clave a la hora de obtener una aplicación exitosa de la simulación; el primero es identificar cuáles son las distribuciones de probabilidad adecuadas que deben utilizarse para simular cada una de las variables de un modelo y el segundo consiste en definir adecuadamente las interdependencias que describen el comportamiento esperado de dichas variables.

En este caso se estudiará la sensibilidad de los parámetros calculados VAN, TIR y Período de recuperación ante variaciones de las variables que los han definido. Por tanto, el punto de partida será el Escenario del Estudio de Viabilidad para ambos proyectos, sin financiación externa y con financiación externa.

Se determinará cuáles son los factores que más afectan para así poder hacer un análisis del riesgo. Estas variables se han definido mediante distribuciones estadísticas que se ajusten a las variaciones experimentadas a lo largo de un cierto periodo de tiempo.

5.1. Definición de las variables de entrada

El primer paso del análisis consiste en seleccionar las principales variables del escenario y definir cada una de ellas según una distribución de probabilidad que tenga en cuenta sus cambios de valor a lo largo del tiempo o bien el posible error cometido al estimar su valor de partida.

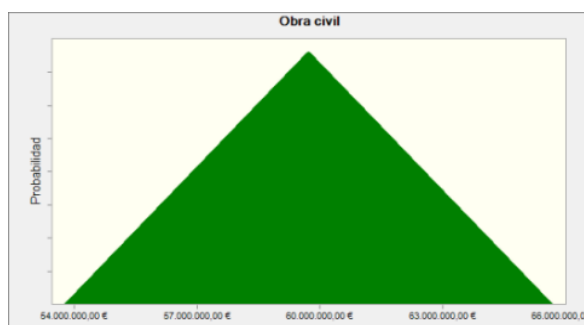
Se seleccionan aquellas variables que se sospecha que puedan tener mayor influencia en los resultados finales del proyecto de inversión. Las variables que se han considerado en el presente estudio de sensibilidad son las siguientes:

- Costes de implantación
 - Obra civil
 - Aerogeneradores
 - Infraestructura eléctrica
 - Varios
- Costes de Operación y Mantenimiento anuales
- Energía vendida anual
- Precio de venta de la energía
- Porcentaje de financiación externa
- Tasa de interés de la financiación obtenida
- Tasa de inflación anual

A continuación se indica la distribución estadística que se ha elegido para cada una de las variables anteriores.

Costes de implantación

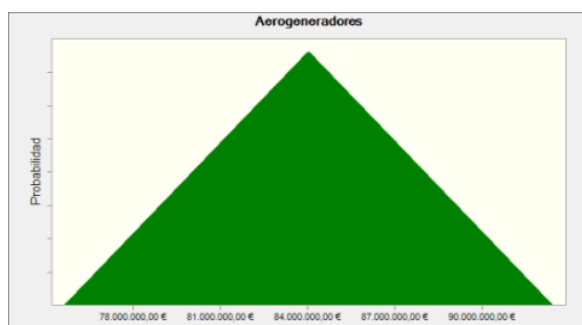
La distribución elegida para cada uno de costes de implantación es una distribución triangular en la que se varía un 10% alrededor del valor más probable, en previsión de que estos costes pudiesen cambiar respecto a los valores previstos en el estudio de viabilidad y en el presupuesto. El valor más probable es el utilizado en el estudio de viabilidad.



Suposición: Obra civil

Triangular distribución con parámetros:

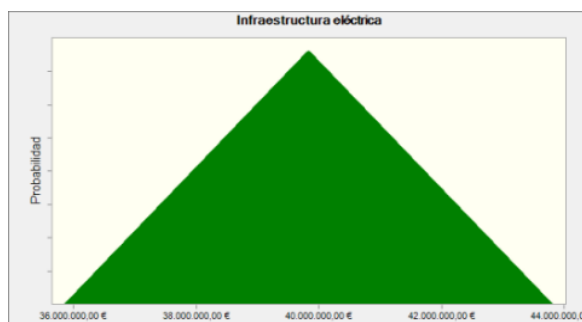
Mínimo	53.753.580,00 €
Más probable	59.726.200,00 €
Máximo	65.698.820,00 €



Suposición: Aerogeneradores

Triangular distribución con parámetros:

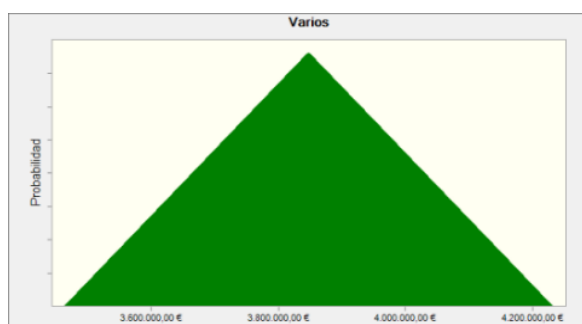
Mínimo	75.627.000,00 €
Más probable	84.030.000,00 €
Máximo	92.433.000,00 €



Suposición: Infraestructura eléctrica

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	35.844.237,00 €
Más probable	39.826.930,00 €
Máximo	43.809.623,00 €



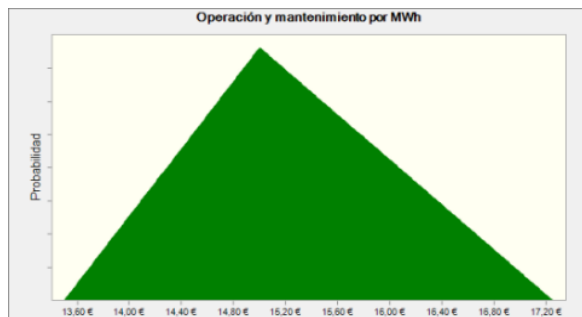
Suposición: Varios

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	3.462.840,00 €
Más probable	3.847.600,00 €
Máximo	4.232.360,00 €

Costes de operación y mantenimiento

Se ha tomado una distribución triangular. Se considera una variación de estos costes respecto al valor más probable de un 10% menos y de un 15% más que este valor. Esta variación es mayor al referirnos a un aumento en los costes de previsión de que se pueda producir ese aumento en los costes de mantenimiento en un futuro.



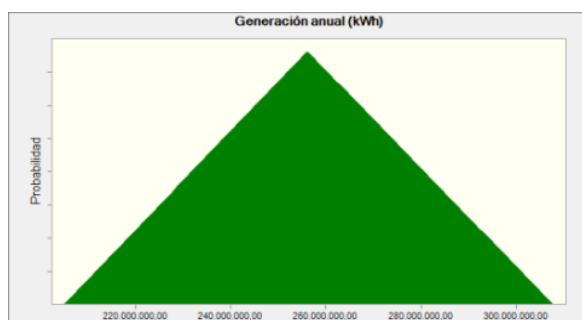
Suposición: Operación y mantenimiento por MWh

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	13,50 €
Más probable	15,00 €
Máximo	17,25 €

Energía vendida anualmente

Para la energía vendida también se ha elegido una distribución triangular. En este caso la máxima variación respecto al valor más esperado, que es el que se usa en el estudio de viabilidad, y que se obtiene a partir de los datos de velocidad de viento históricos, es de un 20%, tanto para aumentar como para reducir ese valor, se ha tomado un porcentaje mayor que en los casos anteriores debido a que la energía vendida anualmente depende de varios factores: pérdidas eléctricas, disponibilidad de las máquinas, energía generada. Además el principal factor que nos influirá sobre la energía vendida anualmente será este último factor, la energía generada, que en último caso depende de la velocidad del viento.



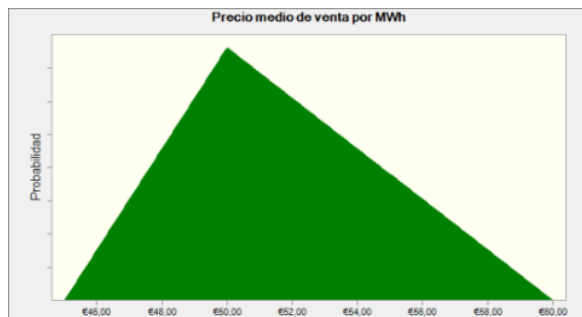
Suposición: Generación anual (kWh)

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	200.670.108,48
Más probable	250.837.635,60
Máximo	301.005.162,72

Precio de venta de la energía

El precio de venta de la energía se define como una distribución triangular con valor más probable el precio medio indicado anteriormente en el estudio de viabilidad. La posible variación alrededor de ese valor más probable será de un 10% menos como valor mínima y un 20% más como valor máximo.



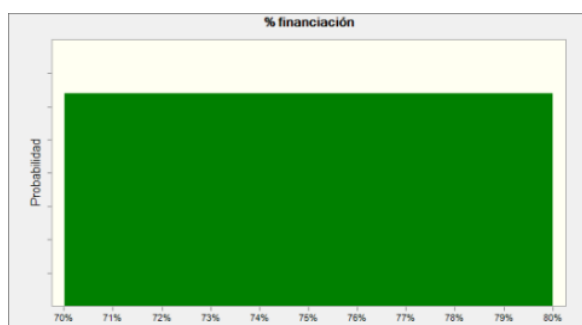
Suposición: Precio medio de venta por MWh

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	€45,00
Más probable	€50,00
Máximo	€60,00

Porcentaje de financiación

Para el porcentaje de financiación ajena respecto a los costes de implantación se ha definido una distribución uniforme con un valor mínimo del 70% y un valor máximo del 80%.



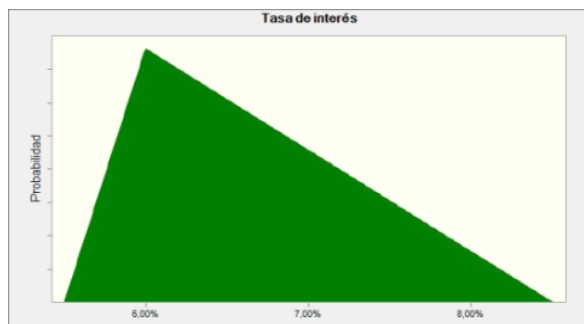
Suposición: % financiación

Uniforme distribución con parámetros:

Mínimo	70%
Máximo	80%

Tasa de interés

Para la tasa de interés se toma una distribución triangular, considerando el valor más probable el del 6%, que es el interés que se ha tomado para el estudio de viabilidad. La variación de esta tasa de interés se toma entre 5,5% y el 8,5%. Se ha considerado una variación mayor en el caso de que aumente la tasa de interés en previsión de una subida de los tipos de interés.



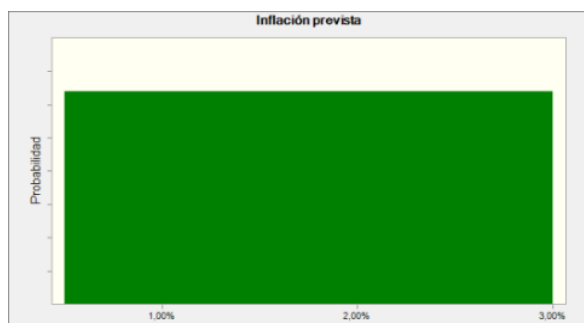
Suposición: Tasa de interés

Triangular distribución con parámetros:

Mínimo	5,50%
Más probable	6,00%
Máximo	8,50%

Inflación anual

Se ha supuesto que varía siempre con la misma probabilidad por lo que se toma una distribución uniforme con un mínimo del 0,5% y un máximo del 3%.



Suposición: Inflación prevista

Uniforme distribución con parámetros:

Mínimo	0,50%
Máximo	3,00%

5.2. Resultados del análisis de sensibilidad para el proyecto sin financiación externa

5.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

Veremos tanto los gráficos de previsión de este parámetro como la influencia de los parámetros de entrada anteriormente definidos sobre él.

5.2.1.1. Gráficos de previsión y resultados estadísticos del VAN

Los gráficos de previsión de los parámetros de salida con los respectivos resultados estadísticos son los que se muestran a continuación:

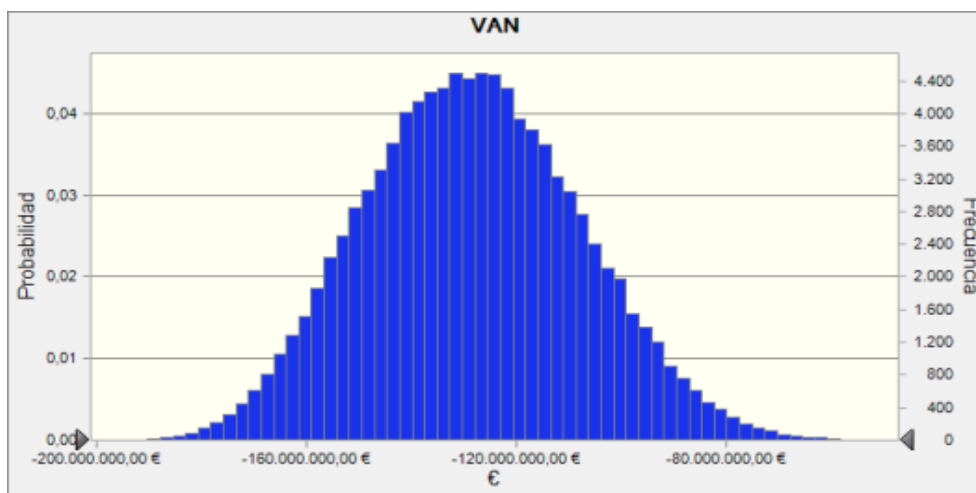


Ilustración 5. Gráfico de frecuencia del VAN del proyecto sin financiar

Tabla 14. Resultados estadísticos sobre el VAN del proyecto sin financiar

Estadísticas	Valores de previsión
Pruebas	100.000
Caso base	-129.213.705,21 €
Media	-128.507.078,25 €
Mediana	-128.507.078,25 €
Modo	---
Desviación estándar	20.555.174,66 €
Varianza	422.515.205.458.276,00 €
Sesgo	0,1186
Curtosis	2,75
Coefficiente de variación	-0,1600
Mínimo	-197.532.308,96 €
Máximo	-51.247.149,52 €
Ancho de rango	146.285.159,44 €
Error estándar medio	65.001,17 €

Se observa que el valor medio del VAN está alrededor de los -128.507.100 €, próximo al valor obtenido a través del estudio de viabilidad (-129.213.705,21 €). La variación que ofrece el análisis va, aproximadamente, de los -197.532.300 € a los -51.247.150 €, como se puede ver en la Tabla 14.

Y en la siguiente tabla se indican los percentiles de esta distribución, que nos indican la probabilidad de que el Valor Actual Neto sea menor que un valor.

Tabla 15. Percentiles VAN proyecto sin financiar

Percentil	VAN
0%	-197.532.308,96 €
10%	-155.055.057,85 €
20%	-146.472.543,29 €
30%	-139.987.289,25 €
40%	-134.290.610,50 €
50%	-128.899.243,33 €
60%	-123.512.482,20 €
70%	-117.681.471,25 €
80%	-110.817.932,62 €
90%	-101.422.848,83 €
100%	-51.247.149,52 €

En todos estos resultados se comprueba que nunca se llegan a obtener valores positivos del VAN, por lo que nunca va a haber rentabilidad en el proyecto.

5.2.1.2. Sensibilidad del VAN

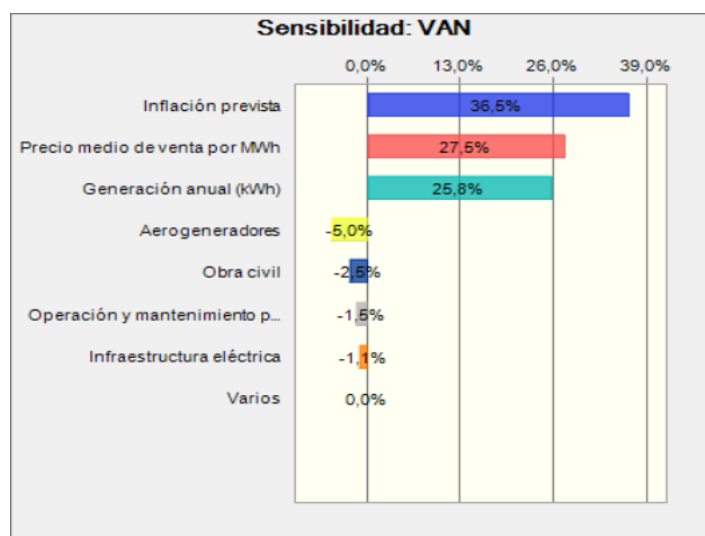


Ilustración 6. Sensibilidad del VAN a las variables de entrada en el proyecto sin financiar

En esta gráfica se puede ver cuáles son las variables que más influyen en el VAN del proyecto y en qué sentido influyen. Así, se puede comprobar claramente que las variaciones que más influencia tiene sobre el VAN son, principalmente, las de la inflación (36,5%), el precio de venta de la energía (27,5%) y la generación anual (25,8%), aunque estas dos últimas en menor medida que la primera. Mientras que las variaciones en los costes de implantación y los costes de explotación tienen una relevancia mucho menor, así que se debería prestar más atención en las variables de la inflación, la generación y el precio de venta, ya que sus efectos sobre el VAN serán mayores.

Además, en esta gráfica también se puede ver en qué sentido actúan las variaciones sobre el VAN. Así, aumentos en la inflación, la energía vendida o el precio de venta contribuyen a un aumento en el VAN del proyecto, mientras que aumentos en los costes de implantación y en los costes de explotación provocan la disminución en el VAN.

5.2.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Siguiendo el mismo procedimiento para el TIR se obtienen los siguientes resultados:

5.2.2.1. Gráficos de previsión y resultados estadísticos del TIR

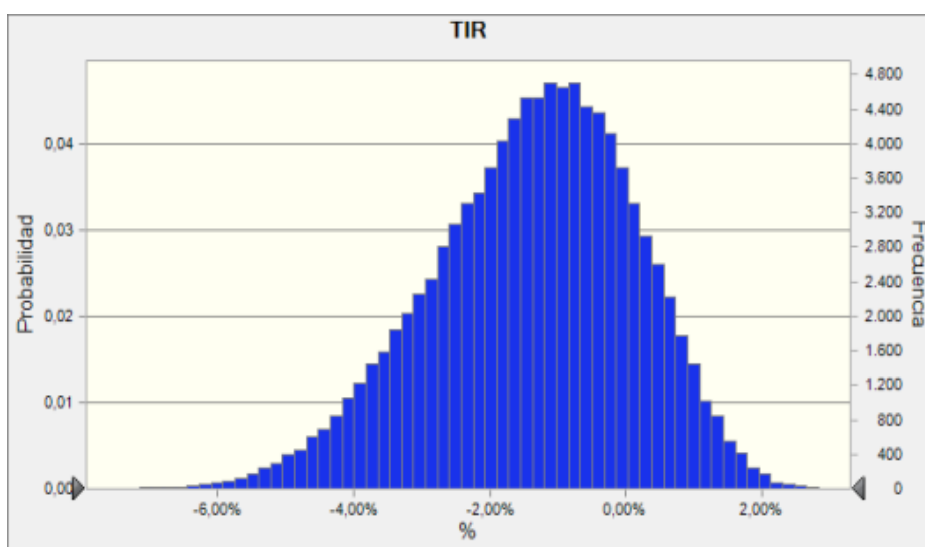


Ilustración 7. Gráfico de frecuencia del TIR del proyecto sin financiar

Tabla 16. Resultados estadísticos sobre el TIR del proyecto sin financiar

Estadísticas	Valores de previsión
Pruebas	100.000
Caso base	-1,19%
Media	-1,37%
Mediana	-1,25%
Modo	---
Desviación estándar	1,49%
Varianza	0,02%
Sesgo	-0,3518
Curtosis	2,88
Coefficiente de variación	-1,09
Mínimo	-7,67%
Máximo	3,02%
Ancho de rango	10,68%
Error estándar medio	0,00%

Se puede ver como el valor máximo de la Tasa Interna de Rentabilidad es 3,02%, que es inferior al coste medio de oportunidad definido en 5,15% en el análisis de viabilidad. Esto se podía prever ya que tiene relación con los resultados negativos del VAN obtenidos antes.

Los valores de los percentiles son los que se muestran a continuación:

Tabla 17. Percentiles TIR proyecto sin financiar

Percentil	TIR
0%	-7,67%
10%	-3,40%
20%	-2,63%
30%	-2,09%
40%	-1,64%
50%	-1,25%
60%	-0,88%
70%	-0,49%
80%	-0,07%
90%	0,48%
100%	3,02%

5.2.2.2. Sensibilidad del TIR

A continuación se verá cómo influyen las variaciones en el TIR.

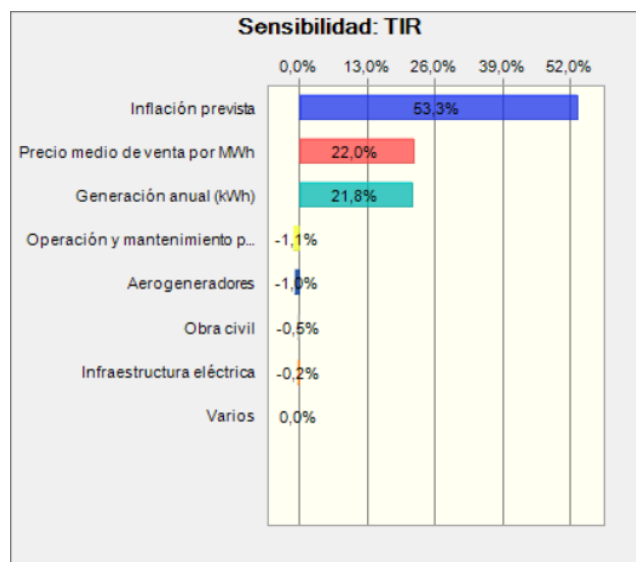


Ilustración 8. Sensibilidad del TIR a las variables de entrada en el proyecto sin financiar

Al igual que el VAN, las variables que más influyen en el TIR son la inflación, el precio medio de venta y la energía vendida. Pero en este caso, la inflación (53,3%) en mucha mayor medida que las otras dos (22% y 21,8%). Todas ellas en el sentido positivo, es decir, que si aumentan estas

variables, aumenta el TIR. Los costes de implantación y de explotación casi no tienen influencia, no llegando al 2%, aunque a diferencia de los otros, estos son negativos.

5.2.3. Período de recuperación

5.2.3.1. Gráficos de previsión y resultados estadísticos del período de recuperación

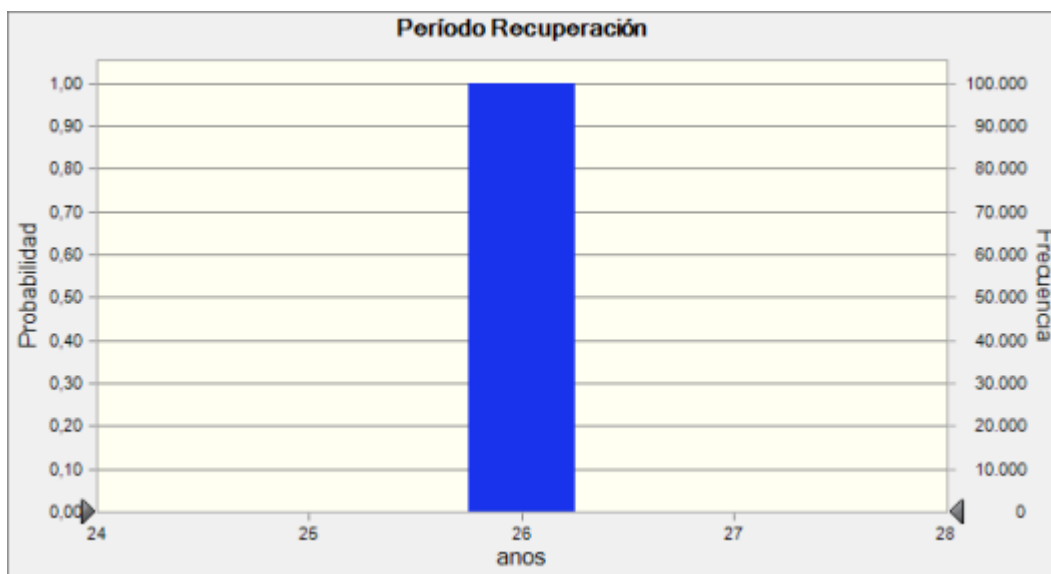


Ilustración 9. Gráfico de frecuencia del Período de recuperación del proyecto sin financiar

Tabla 18. Resultados estadísticos sobre el período de recuperación del proyecto sin financiar

Estadísticas	Valores de previsión
Pruebas	100.000
Caso base	26
Media	26
Mediana	26
Modo	26
Desviación estándar	0
Varianza	0
Sesgo	--
Curtosis	--
Coefficiente de variación	0,00
Mínimo	26
Máximo	26
Ancho de rango	0
Error estándar medio	0

Tabla 19. Percentiles Período de recuperación del proyecto sin financiar

Percentil	TIR
0%	26
10%	26
20%	26
30%	26
40%	26
50%	26
60%	26
70%	26
80%	26
90%	26
100%	26

Al no encontrarse el proyecto nunca en posición de rentabilidad, el parque nunca se amortizará, por lo que el período de recuperación siempre va a ser mayor a los 25 años de su vida útil.

5.3. Resultados del análisis de sensibilidad para el proyecto con financiación externa

Aunque los resultados en el análisis de viabilidad son también negativos para el caso de optar por la financiación externa, se va a realizar también un análisis de sensibilidad sobre este caso. Debido sobre todo a que es el caso más probable ya que, por lo general, una empresa no puede hacer frente a un proyecto con un presupuesto tan elevado solo con recursos propios.

5.3.1. Valor Actual Neto (VAN)

5.3.1.1. Gráficos de previsión y resultados estadísticos del VAN

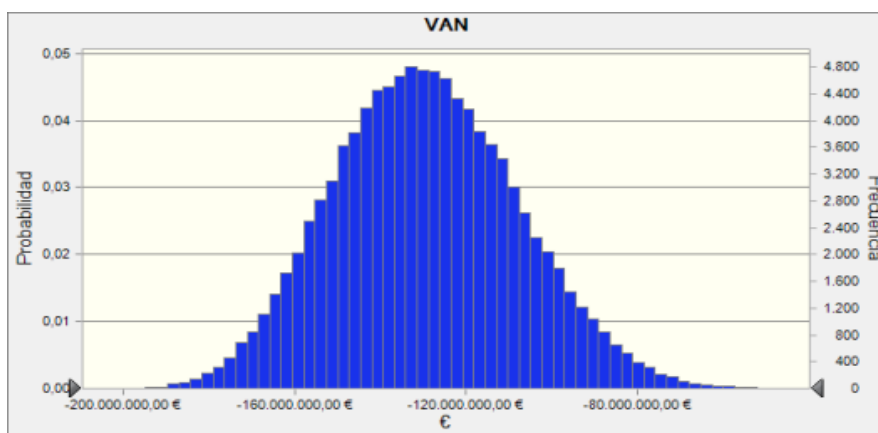


Ilustración 10. Gráfico de frecuencia del VAN del proyecto con financiación externa

Se puede comprobar como los resultados del VAN son todos negativos, y en ningún momento se llega a conseguir una rentabilidad ya que no hay valores positivos del VAN.

Tabla 20. Resultados estadísticos sobre el VAN del proyecto con financiación externa

Estadísticas	Valores de previsión
Pruebas	100.000
Caso base	-124.116.809,79 €
Media	-129.444.714,04 €
Mediana	-130.058.545,96 €
Modo	---
Desviación estándar	21.503.229,62 €
Varianza	462.388.884.067.619,00€
Sesgo	0,1548
Curtosis	2,81
Coefficiente de variación	-0,1661
Mínimo	-205.426.973,20 €
Máximo	-44.146.244,91 €
Ancho de rango	161.280.728,29 €
Error estándar medio	67.999,18 €

Los resultados estadísticos revelan que la media del VAN en esta situación es de -129.444.714€, un valor cercano al resultado que se proporcionaba en el análisis de viabilidad, unos -124.116.809,79€. En cuanto al máximo a conseguir en la situación más óptima, se comprueba cómo no es positivo, siendo de la cantidad de -44.146.244,91 €. Y en el caso más desfavorable, la cifra llegaría a los -205.426.973,20 €.

Tabla 21. Percentiles del VAN del proyecto con financiación externa

Percentil	VAN
0%	-205.426.973,20 €
10%	-156.869.924,77 €
20%	-148.095.820,57 €
30%	-141.471.878,52 €
40%	-135.642.033,25 €
50%	-130.058.721,04 €
60%	-124.471.249,84 €
70%	-118.316.584,79 €
80%	-111.098.999,39 €
90%	-101.029.365,52 €
100%	-44.146.244,91 €

En el 100% de los casos se comprueba como el VAN está por debajo de cero.

5.3.1.2. Sensibilidad del VAN

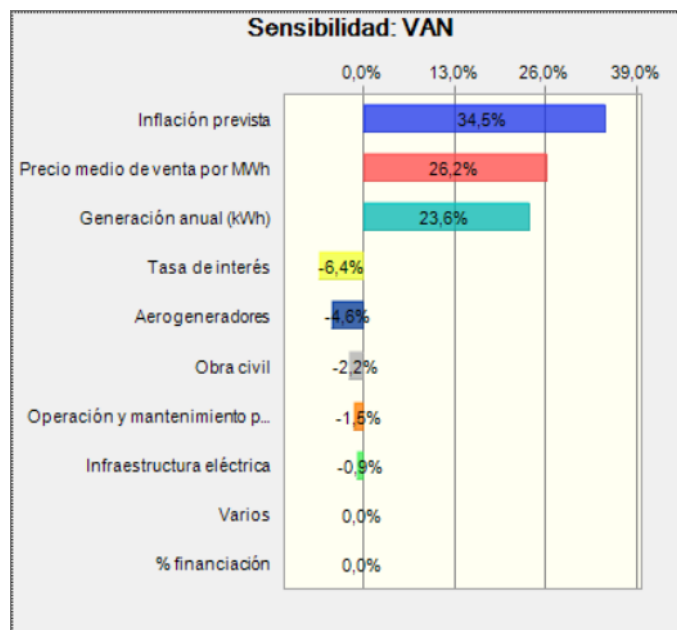


Ilustración 11. Sensibilidad del VAN a las variables de entrada en el proyecto con financiación externa

En la Ilustración 11 se observa que la variable con mayor influencia sobre el VAN es la inflación prevista (34,5%), seguida de cerca por el precio medio de venta (26,2%) y de la generación anual de energía (23,6%). Todas ellas de manera positiva. Por otro lado, ahora se tiene la tasa de interés del crédito como una variable que tiene algo de peso en el VAN, pero influyendo negativamente ya que si esta aumenta provocará una disminución del VAN. Dentro de todos los costes de implantación, el que más provoca variación son los costes de los aerogeneradores, llegando al -4,6%. Las variables de Varios y % de financiación no influyen en absoluto sobre el VAN.

5.3.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

5.3.2.1. Gráficos de previsión y resultados estadísticos del TIR

A la hora de calcular el TIR bajo estas condiciones, muchas veces no se llegaba a alcanzar la convergencia por lo que muchas veces el valor del TIR no se puede estimar. De esta manera, a la hora de realizar la simulación se llevaron a cabo muchas menos pruebas y dando como resultados los gráficos y tablas que se muestran a continuación:

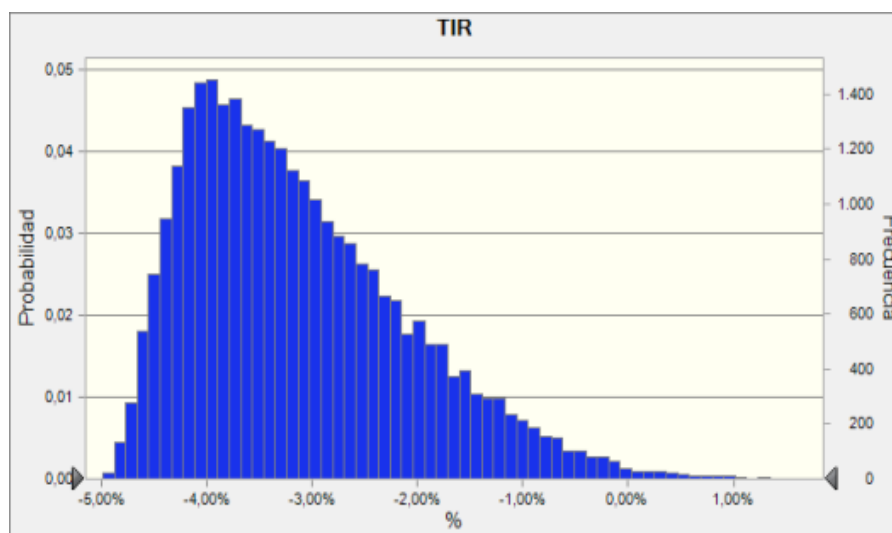


Ilustración 12. Gráfico de frecuencia del TIR con financiación externa

Los resultados de frecuencia del TIR en el caso de financiación externa son peores que en el caso anterior ya que la distribución está sesgada hacia valores más negativos. Y en ningún caso se llega al mínimo de rentabilidad exigida, algo que concuerda con los valores negativos del VAN.

Tabla 22. Resultados estadísticos sobre el TIR del proyecto con financiación externa

Estadísticas	Valores de previsión
Pruebas	29.811
Caso base	-5,61%
Media	-3,12%
Mediana	-3,32%
Modo	---
Desviación estándar	1,04%
Varianza	0,01%
Sesgo	0,8151
Curtosis	3,31
Coefficiente de variación	-0,3335
Mínimo	-4,98%
Máximo	1,67%
Ancho de rango	6,65%
Error estándar medio	0,01%
Errores de celda	70.189

Los resultados que se muestran en la Tabla 22 no hacen más que reafirmar todo lo expuesto hasta ahora. La media (-3,2%) es inferior al caso de análisis de viabilidad (-5,61%), pero aun así sigue siendo negativa y estando lejos de la rentabilidad mínima exigida.

Los percentiles se muestran a continuación:

Tabla 23. Percentiles del TIR proyecto con financiación externa

Percentil	TIR
0%	-4,98%
10%	-4,29%
20%	-4,05%
30%	-3,82%
40%	-3,57%
50%	-3,32%
60%	-3,03%
70%	-2,68%
80%	-2,25%
90%	-1,63%
100%	1,67%

5.3.2.2. Sensibilidad del TIR

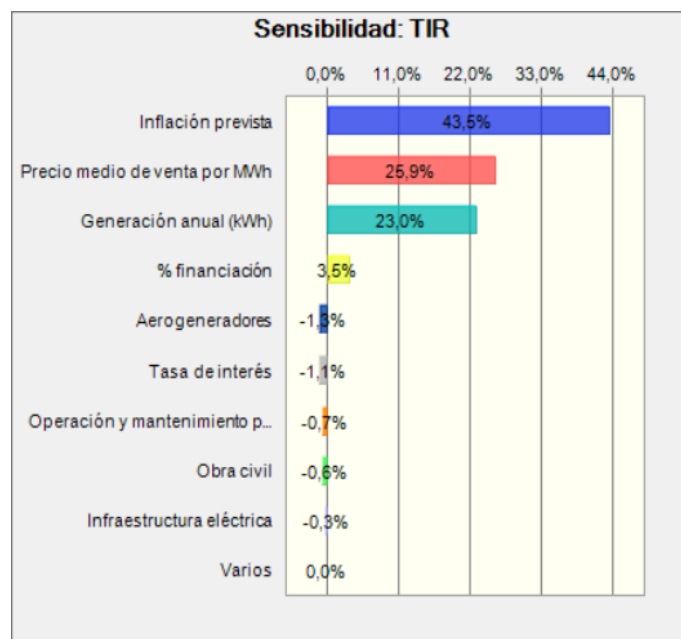


Ilustración 13. Sensibilidad del TIR a las variables de entrada en el proyecto con financiación externa

Se puede ver la influencia de las variaciones sobre la Tasa Interna de Rentabilidad. Lo que más influye es la inflación (43,5%), seguida del precio medio de venta (25,9%) y la energía vendida (23%). En el TIR, el % de financiación externa sobre los costes de implantación tiene algo de influencia, aunque en una cifra baja, solo 3,5%. El resto de variables prácticamente no influyen.

Se puede ver también en que sentido afectan las variaciones sobre el TIR del proyecto financiado. Así, se observa que aumentos de la inflación, del precio medio de venta, de la generación anual y del % de financiación provocan aumento en el TIR el proyecto, mientras que aumentos en los costes de implantación, en la tasa de interés y en el coste de mantenimiento provocan que el TIR disminuya aunque en muy poca proporción.

5.3.3. Periodo de recuperación

5.3.3.1. Gráficos de previsión y resultados estadísticos del período de recuperación



Ilustración 14. Gráfico de frecuencia del período de recuperación en el proyecto con financiación externa

Tabla 24. Resultados estadísticos sobre el Período de recuperación del proyecto con financiación externa

Estadísticas	Valores de previsión
Pruebas	100.000
Caso base	26
Media	26
Mediana	26
Modo	26
Desviación estándar	0
Varianza	0
Sesgo	--
Curtosis	--
Coefficiente de variación	0,00
Mínimo	26
Máximo	26
Ancho de rango	0
Error estándar medio	0

Todos estos resultados eran previsibles ya que nunca se puede recuperar la inversión inicial como se comprueba en los valores del VAN y del TIR.



Tabla 25. Percentiles del Período de recuperación del proyecto con financiación externa

Percentil	TIR
0%	26
10%	26
20%	26
30%	26
40%	26
50%	26
60%	26
70%	26
80%	26
90%	26
100%	26

Ferrol, Junio de 2015

Fdo. Soraya Atilano Brea

DOCUMENTO 5

Conclusiones



ÍNDICE CONCLUSIONES

1. OBJETO	1
2. CONCLUSIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO Y FINANCIERO	1
3. CONCLUSIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA SOCIOECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL	3



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costes de implantación	1
Tabla 2. Costes de explotación.....	2
Tabla 3. Resultados del proyecto sin financiación externa	2
Tabla 4. Resultados del proyecto con financiación externa.....	2

1. OBJETO

El presente documento tiene por objeto recoger las conclusiones que se deducen del estudio de viabilidad del Documento IV a partir de todos los datos analizados y las valoraciones realizadas, además de otras conclusiones desde el punto de vista socioeconómico y medioambiental.

2. CONCLUSIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO Y FINANCIERO

En este punto se expondrán las conclusiones que se pueden extraer tras la realización del estudio de viabilidad y el análisis de sensibilidad.

En primer lugar, si se atiende a los costes de inversión, que suponen prácticamente el doble de los de una instalación terrestre, se observa que una gran parte de la inversión se concentra en los aerogeneradores, la red de evacuación y las plataformas (Tabla 1). Esto puede definir una importante barrera tecnológica que con los años puede llegar a ser solventada mediante la evolución de la tecnología de los aerogeneradores, evolución de los métodos de transporte e instalación de los equipos y líneas y por el desarrollo de las tecnologías de cimentación en alta mar. Todo este sobre coste viene incrementado más aun por el hecho de que el parque este situado en aguas algo profundas ya que resulta más compleja y costosa la instalación, transporte y cimentación.

Tabla 1. Costes de implantación

CONCEPTO	COSTE (€)
Obra civil	59.726.200,00 €
Aerogeneradores	84.030.000,00 €
Instalación eléctrica	39.826.930,00 €
Varios	3.847.600,00 €
ESSO	5.622.921,90 €
IMPORTE EJECUCIÓN MATERIAL	193.053.651,90 €
Gastos generales y Beneficio Industrial	36.680.193,86 €
IMPORTE DE EJECUCIÓN	229.733.845,76 €

En segundo lugar, los elevados costes de explotación (Tabla 2) también influyen en gran medida ya que son el doble o el triple de los relativos a los parques terrestres, debido al alto coste de logística y transporte naval, al acceso más complejo y restringido y a las condiciones naturales más agresivas que provocan la necesidad de un mayor mantenimiento. En un futuro se espera que estos costes se acabarán reduciendo debido a una curva de aprendizaje y a la mejora tecnológica que permitirá realizar menos mantenimientos, y también debido a un menor coste en los seguros como consecuencia de la reducción de las primas de riesgo.

Tabla 2. Costes de explotación

CONCEPTO	VALOR
Costes de explotación	
O&M año 1	15,00 €
Variación O&M	1,5%
IAE	82.253,13 €
IVPEE	7% ingresos
Seguros	1% inversión
Gastos generales de gestión	100.000 €
Cánon	70.000 €

Todo esto, junto con el bajo precio de venta de la electricidad a las renovables en la actualidad (alrededor de 50€/MWh), influye en los resultados del estudio de viabilidad, que se exponen a continuación:

Tabla 3. Resultados del proyecto sin financiación externa

Proyecto sin financiación externa	
VAN	-129.213.705,21 €
TIR	-1,19%
Periodo de recuperación	26

Estos resultados nos indican que el proyecto es inviable desde el punto de vista económico ya que el VAN es negativo, por lo que la TIR es menor a la rentabilidad exigida, que era del 5,15%. Por todo esto, el periodo de recuperación es mayor a la vida útil del parque eólico marino ya que no se llegan a amortizar nunca las inversiones realizadas.

En el caso de que el proyecto sea financiado externamente en un 80% del coste de implantación, a través de un crédito con un interés fijo anual del 6%, los resultados son los que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Resultados del proyecto con financiación externa

Proyecto con financiación externa	
VAN	-124.116.809,79 €
TIR	-5,611%
Periodo de recuperación	26

En este caso, no se mejoran mucho las condiciones con respecto al proyecto sin financiar. Esto se debe principalmente a que además de no llegar a amortizarse las inversiones también se tienen que tener en cuenta los intereses del crédito que elevan los flujos de caja negativos y hacen más difícil la amortización de inversiones.

Es decir, que ninguno de los casos muestra unos resultados positivos. Por lo que desde el punto de vista económico y financiero la inversión en este proyecto no es rentable ni recomendable.

En el análisis de sensibilidad realizado se puede comprobar la variación de los parámetros de decisión tal que:

- VAN: El VAN siempre se encuentra con valores negativos, ni en el caso más favorable se tendrían valores positivos.
- TIR: En cualquiera caso el TIR es menor que el coste de oportunidad, lo que se relaciona con los valores negativos del VAN.
- Período de recuperación: Obviamente, con lo descrito antes, este período siempre va a ser mayor a la vida útil del parque eólico marino ya que nunca se amortiza la inversión inicial.

En cuanto a la influencia de las variaciones de las variables, las que me recen especial atención son las siguientes:

Los aumentos en la energía vendida, la tarifa de referencia y la inflación contribuyen a mejorar la viabilidad del proyecto, ya que provocan aumentos en el VAN y en el TIR.

Por otra parte, aumentando los costes de implantación y los de operación y mantenimiento, empeoran la viabilidad del proyecto, aunque en menor medida que los casos descritos en el párrafo anterior.

Sin embargo, estos análisis de sensibilidad muestran que, ante las variaciones introducidas, en ningún caso se llega a la rentabilidad económica del proyecto.

En conclusión, un parque eólico marino exige altos costes de inversión que no se llegan a rentabilizar nunca con las retribuciones actuales españolas, ya que no existe ninguna retribución específica con primas para energías renovables tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, lo que hace realmente difícil amortizar los costes de inversión a través de los ingresos y hacer frente a los elevados costes de explotación. De tal forma que se desaconseja la inversión.

Se trata de una tecnología que necesita de unas ayudas económicas para reportar un mínimo de beneficio e incentivar su inclusión en el mix energético español y así acercarse más a los objetivos marcados a nivel tanto estatal como europeo en cuanto a energías renovables.

3. CONCLUSIONES DESDE EL PUNTO DE VISTA SOCIOECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL

Para comenzar, existe como barrera regulatoria los larguísimos plazos necesarios para tramitar los permisos necesarios para la implantación de una instalación de este tipo. La falta de armonía entre comunidades autónomas supone un incremento de las dificultades administrativas.

Las barreras sociales también pueden ser significativas, y es que España existe una amplia reticencia hacia este tipo de instalaciones que está basada principalmente en la creencia de que este tipo de proyectos pueden suponer una amenaza potencial a las actividades propias de la zona como pueden ser la pesca o el turismo.

Pero desde el punto de vista del empleo, el desarrollo e impulso de la energía eólica offshore en España implicaría un efecto tractor sobre toda la industria marítima española, haciendo que el número de subsectores implicados fuese muy amplio. Algunas de las industrias, como la construcción naval, armadores, puertos, etc., son tractoras de muchas otras por lo que el efecto multiplicador sería evidente, al añadir el empleo indirecto y el inducido que todas ellas crearían. Además, se crearía un tejido industrial de alto nivel tecnológico que no sólo facilitaría el

desarrollo general sino también de nuevas tecnologías en aquellas áreas que sean requeridas por el sector. Es decir, se creará un amplio rango de oportunidades de I + D de negocio en todo lo que respecta al ciclo de vida de los parques eólicos marinos y a su cadena de valor.

Por otro lado, la contaminación evitada es un gran factor a tener en cuenta ya que los niveles de reducción de CO₂, otros gases y partículas contaminantes perjudiciales para el medioambiente son elevados y contribuyen altamente en el los propósitos del "Protocolo de Kyoto".

Otro hecho importante son las grandes superficies que abarcan este tipo de parques, debido a la necesidad de grandes distancias entre los aerogeneradores para minimizar el efecto estela. Esto permite la posibilidad de que parte de la superficie sea aprovechada por otras actividades que no interfieran en la actividad del parque. En este sentido, cabe destacar el proyecto denominado "Mar de Trafalgar" que propuso la Energía Hidroeléctrica de Navarra (EHN) que incluía la instalación de jaulas de acuicultura en la base de los molinos. Otras muchas actividades que pueden ser integradas con la operación de un parque eólico marino con la consiguiente generación de empleo como: plantas desalinizadoras, arrecifes artificiales y otras energías renovables marinas: undimotriz, corriente, etc.

Por lo tanto, el diseño e implantación de proyectos de energía eólica marina como el presente contribuirían de forma muy positiva no solo a reactivar la actividad económica de muchas zonas deprimidas sino también a cambiar el mix energético español logrando una reducción de la dependencia energética así como una descarbonización de la energía como se indica en la Hoja de Ruta de la Energía para el 2050 marcado por la Unión Europea.

Ferrol, Junio de 2015

Fdo. Soraya Atilano Brea